UDC

中华人民共和国国家标准

P

GB 50428－2015

油田采出水处理设计规范

Code for design of oil field produced water treatment

2015－12－03 发布　　　2016－08－01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
联合发布

VISIT…

LANZAROTE Caliente.com

中华人民共和国国家标准

油田采出水处理设计规范

Code for design of oil field produced water treatment

GB 50428 - 2015

主编部门：中 国 石 油 天 然 气 集 团 公 司
批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部
施行日期：2 0 1 6 年 8 月 1 日

中国计划出版社

2015 北 京

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 1000 号

住房城乡建设部关于发布国家标准《油田采出水处理设计规范》的公告

现批准《油田采出水处理设计规范》为国家标准，编号为 GB 50428—2015，自 2016 年 8 月 1 日起实施。其中，第 4.5.2(4)、8.1.1、8.1.3、8.1.6 条(款)为强制性条文，必须严格执行。原国家标准《油田采出水处理设计规范》GB 50428—2007 同时废止。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2015 年 12 月 3 日

前　　言

本规范是根据住房和城乡建设部《关于印发2013年工程建设标准规范制订修订计划的通知》（建标〔2013〕6号）的要求，规范编制工作组经广泛调查研究，认真总结实践经验，并在广泛征求意见的基础上，由大庆油田工程有限公司会同有关在原国家标准《油田采出水处理设计规范》GB 50428—2007的基础上修订而成。

本规范共分10章和5个附录，主要内容包括：总则、术语、基本规定、处理站总体设计、处理构筑物及设备、排泥水处理及污泥处置、药剂投配与贮存、工艺管道、泵房、公用工程等。

本规范修订的主要技术内容是：

1. 更新了本规范中所涉及的其他标准规范。

2. 增加了特超稠油采出水除油罐及沉降罐的技术参数。

3. 修订了气浮机（池）相关内容。

4. 修订了过滤器反冲洗参数。

5. 将“8.1.1 采出水的输送应采用管道，严禁采用明沟和带盖板的暗沟。”上升为强制性条文。

本规范以黑体字标志的条文为强制性条文，必须严格执行。

本规范由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释，由石油工程建设专业标准化委员会设计分委会负责日常管理工作，由大庆油田工程有限公司负责具体技术内容的解释。本规范在执行过程中，希望各单位结合工程实践，认真总结经验，注意积累资料，随时将意见和有关资料反馈给大庆油田工程有限公司（地址：黑龙江省大庆市让胡路区西康路6号，邮政编码：163712），以供今后修订时参考。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人：

主 编 单 位：大庆油田工程有限公司（大庆油田建设设计研究院）

参 编 单 位：中石化石油工程设计有限公司
中油辽河工程有限公司
西安长庆科技工程有限责任公司
新疆石油勘察设计研究院（有限公司）

主要起草人：陈忠喜 舒志明 何玉辉 杨清民 杨燕平
孙绳昆 潘新建 王爱军 丁 慧 宋尊剑
赵永军 黄文升 宋茂苍 郭志强 罗春林
崔峰花 古文革 刘洪达 种法国 杨萍萍
夏福军 赵秋实 王国柱 王 峰 张志庆
王 愔 那忠庆 孙宗海 景志远 李 庆
刘岩松 何文波 张立勋 王会军 李 超

主要审查人：王玉晶 胡玉涛 王小林 张巧玲 刘国良
石 磊 董 林 李悦然 何蓉云 陈文霞
杨 琳 付红亮 刁 星

目　　次

1　总　　则 ………………………………………………（1）
2　术　　语 ………………………………………………（2）
3　基本规定 ………………………………………………（4）
4　处理站总体设计 ……………………………………（7）
4.1　设计规模及水量计算 ……………………………（7）
4.2　站址选择 …………………………………………（8）
4.3　站场平面与竖向布置 ……………………………（8）
4.4　站内管道布置………………………………………（10）
4.5　水质稳定 …………………………………………（11）
5　处理构筑物及设备 …………………………………（13）
5.1　调储罐 ……………………………………………（13）
5.2　除油罐及沉降罐……………………………………（13）
5.3　气浮机(池) ………………………………………（15）
5.4　水力旋流器 ………………………………………（16）
5.5　过滤器 ……………………………………………（16）
5.6　污油罐 ……………………………………………（18）
5.7　回收水罐(池)……………………………………（19）
5.8　缓冲罐(池) ………………………………………（20）
6　排泥水处理及污泥处置 ……………………………（21）
6.1　一般规定 …………………………………………（21）
6.2　调节池 ……………………………………………（21）
6.3　浓缩罐(池) ………………………………………（22）
6.4　脱水 ………………………………………………（22）

6.5 污泥处置 …………………………………………………（23）
7 药剂投配与贮存 ………………………………………………（24）
7.1 药剂投配 …………………………………………………（24）
7.2 药剂贮存 …………………………………………………（25）
8 工艺管道 …………………………………………………（26）
8.1 一般规定 …………………………………………………（26）
8.2 管道水力计算…………………………………………………（26）
9 泵 房 …………………………………………………（29）
9.1 一般规定 …………………………………………………（29）
9.2 泵房布置 …………………………………………………（30）
10 公用工程 …………………………………………………（31）
10.1 仪表及自动控制 ……………………………………………（31）
10.2 供配电 …………………………………………………（31）
10.3 给排水 …………………………………………………（32）
10.4 供热…………………………………………………（32）
10.5 暖通空调 …………………………………………………（33）
10.6 通信…………………………………………………（34）
10.7 建筑及结构 ……………………………………………（34）
10.8 道路…………………………………………………（35）
10.9 防腐及保温 ……………………………………………（35）
附录A 站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小水平间距 ……………………………………………（36）
附录B 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物平行的最小间距 ……………………………………………（37）
附录C 过滤器滤料、垫料填装规格及厚度 ………………（38）
附录D 通信电缆管道和直埋电缆与地下管道或建(构)筑物的最小间距 ……………………………………（40）
附录E 通信架空线路与其他设备或建(构)筑物的最小间距 ……………………………………………（41）

本规范用词说明 ………………………………………………………… （43）
引用标准名录 ……………………………………………………………（44）
附:条文说明 ……………………………………………………………（45）

Contents

1 General provisions ······ (1)

2 Terms ······ (2)

3 Basic requirement ······ (4)

4 General design for treatment station ······ (7)

4.1 Design scale and design flow ······ (7)

4.2 Site selection ······ (8)

4.3 Station layout and vertical layout ······ (8)

4.4 Station piping ······ (10)

4.5 Water quality stabilization ······ (11)

5 Processing facilities ······ (13)

5.1 Control-storage tank ······ (13)

5.2 Oil removal tank and settling tank ······ (13)

5.3 Flotation Unit (pond) ······ (15)

5.4 Hydrocyclone ······ (16)

5.5 Filter ······ (16)

5.6 Waste oil tank ······ (18)

5.7 Water-recovering tank (pond) ······ (19)

5.8 Buffer tank (pond) ······ (20)

6 Sludge treatment and sludge disposal ······ (21)

6.1 General requirement ······ (21)

6.2 Regulation pond ······ (21)

6.3 Concentration tank (pond) ······ (22)

6.4 Dewatering/Dehydration ······ (22)

6.5 Sludge disposal ······ (23)

7 Chemical dosing and storage …… (24)
7.1 Chemical dosing …… (24)
7.2 Chemical storage …… (25)
8 Process piping …… (26)
8.1 General requirement …… (26)
8.2 The hydraulic calculation of pipeline …… (26)
9 Pump station …… (29)
9.1 General requirement …… (29)
9.2 Pumping station layout …… (30)
10 Utility …… (31)
10.1 Instrumentation and automatic control …… (31)
10.2 Power supply and distribution …… (31)
10.3 Water supply and drainage …… (32)
10.4 Heat supply …… (32)
10.5 HVAC …… (33)
10.6 Communication …… (34)
10.7 Architecture and structure …… (34)
10.8 Road …… (35)
10.9 Anticorrosion and insulation …… (35)
Appendix A Minimum horizontal spacing between overhead oil &gas lines and buildings (structures)in station …… (36)
Appendix B Minimum parallel spacing between buried pipelines, cables and buildings(structures) in station …… (37)
Appendix C Specifications and thickness of filter media & underlayment packing …… (38)
Appendix D Minimum spacing between communication cable pipes & buried cables and underground

pipelines or buildings(structures) ………… (40)
Appendix E Minimum spacing between overhead communication lines and other equipments or buildings(structures) …………………… (41)
Explanation of wording in this code ……………………… (43)
List of pouted standards …………………………………… (44)
Addition: Explanation of provisions ……………………… (45)

1 总 则

1.0.1 为在油田采出水处理工程设计中贯彻执行国家现行的有关法律法规和方针政策，统一技术要求，保证质量，提高水平，做到技术先进、经济合理、安全适用，运行、管理及维护方便，制订本规范。

1.0.2 本规范适用于陆上油田和滩海陆采油田新建、扩建和改建的油田采出水处理工程设计。

1.0.3 油田采出水经处理后应优先用于油田注水。当用于其他用途或排放时，应严格执行国家的法律、法规和现行相关标准。

1.0.4 油田采出水处理工程应与原油脱水工程同时设计，同时建设。当原油脱水工程产生采出水时，采出水处理工程应投入运行。

1.0.5 油田采出水处理工程设计除应符合本规范的规定外，尚应符合国家现行标准的有关规定。

2 术 语

2.0.1 油田采出水 oilfield produced water

油田开采过程中产生的含有原油的水，简称采出水。

2.0.2 洗井废水 well-flushing waste water

注水井洗井作业返出地面的水。

2.0.3 原水 raw water

流往采出水处理站第一个处理构筑物或设备的水。

2.0.4 净化水 purified water

经处理后符合注水水质标准或达到其他用途及排放预处理水质要求的采出水。

2.0.5 污油 waste oil

采出水处理过程中分离出的含有水及其他杂质的原油。

2.0.6 排泥水 sludge water

采出水处理过程中分离出的含有少量污油、少量固体物质的水。

2.0.7 污泥 sludge

排泥水经浓缩脱水后的固体物质。

2.0.8 采出水处理 produced water treatment

对油田采出水(包括注水井洗井废水)进行回收和处理，使其符合注水水质标准、其他用途或排放预处理水质要求的过程。

2.0.9 污水回收 waste water recovery

在采出水处理过程中，过滤器反冲洗排水及其他构筑物排出废水的回收。

2.0.10 设计规模 design scale

采出水处理站接受、处理外部来水的设计能力。

2.0.11 气浮机(池) flotation unit (pond)

利用气浮原理将油和悬浮固体从水中分离脱除的处理设备或构筑物。

2.0.12 水力旋流器 hydrocyclone

采出水在一定压力下通过渐缩管段，使水流高速旋转，在离心力作用下，利用油水的密度差将油水分离的一种除油设备。

2.0.13 过滤器 filter

采用过滤方式去除水中原油及悬浮固体的水处理设备，包括重力过滤器、压力过滤器。

2.0.14 除油罐 oil removal tank

用于去除采出水中原油的构筑物。

2.0.15 沉降罐 settling tank

用于采出水中油、水、泥分离的构筑物。

2.0.16 调储罐(池) control-storage tank (pond)

用于调节采出水处理站原水水量或水质波动使之平稳的构筑物。

2.0.17 回收水罐(池) water-recovering tank (pond)

在采出水处理过程中，主要接收储存过滤器反冲洗排水的构筑物。

2.0.18 缓冲罐(池) buffer tank (pond)

确保提升泵能够稳定运行而设置的具有一定储存容积的构筑物。

2.0.19 密闭处理流程 airtight treatment process

采用压力式构筑物或液面上由气封或其他密封方式封闭，使介质不与大气相接触的常压构筑物组成的处理流程。

2.0.20 污泥浓缩罐(池) sludge thickening tank (pond)

采用重力、气浮或机械的方法降低污泥含水率，减少污泥体积的构筑物。

3 基本规定

3.0.1 采出水处理工程设计应按照批准的油田地面建设总体规划和设计委托书或设计合同规定的内容、范围和要求进行。工程建设规模的适应期宜为10年以上，可一次或分期建设。

3.0.2 采出水处理工程设计应积极采用国内外成熟适用的新工艺、新技术、新设备、新材料。

3.0.3 聚合物驱采出水处理站的原水含油量不宜大于3000mg/L；特稠油、超稠油的采出水处理站的原水含油量不宜大于4000mg/L；其他采出水处理站的原水含油量不应大于1000mg/L。

3.0.4 采出水处理后用于油田注水时，水质应符合该油田制定的注水水质标准。当油田尚未制定注水水质标准时，可按现行行业标准《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》SY/T 5329的有关规定执行。

3.0.5 处理工艺流程应充分利用余压，并应减少提升次数。有洗井废水回收时，洗井废水宜单独设置洗井废水回收水罐（池）进行预处理。

3.0.6 采出水处理站原水水量或水质波动较大时，应设调储设施。

3.0.7 采出水处理站的原水、净化水应设计量设施，各构筑物进出口应设水质监测取样口。

3.0.8 调储罐、除油罐、沉降罐顶部积油厚度不应超过0.8m。

3.0.9 污油罐、调储罐、除油罐、沉降罐应设阻火器、呼吸阀和液压安全阀，寒冷地区应采用防冻呼吸阀。

3.0.10 采出水处理站的电气装置及厂房的防爆要求应根据防爆

区域划分确定。

3.0.11 采出水处理站的主要构筑物和管道因检修、清洗等原因而部分停止工作时，应符合下列规定：

1 主要同类处理构筑物的数量不宜少于2座，并应能单独停产检修。

2 各构筑物的进出口管道应采取检修隔断措施。

3 有条件时站间原水管道宜互相连通。

3.0.12 采出水处理站产生污泥沉积的构筑物应设排泥设施，排泥周期应根据实际情况确定。排放的污泥应进行妥善处置，不得对环境造成污染。

3.0.13 采出水处理工艺应根据原水的特性、净化水质的要求，通过试验或相似工程经验，经技术经济对比后确定。采出水用于回注的处理工艺宜采用沉降、过滤处理流程。

3.0.14 低产油田采出水处理除应符合本规范第3.0.1条～第3.0.13条的规定外，还应符合下列规定：

1 宜依托邻近油田的已建设施。

2 应因地制宜采用先进适用的处理工艺，做到经济合理，建设周期短，能耗和生产费用低。

3 应结合本油田实际简化处理工艺，采用与原油脱水及注水紧密结合的设计布局。附属设施应统一设计、建设。

4 实行滚动开发的油田，开发初期可采用小型、简单的临时性橇装设备。

3.0.15 沙漠油田采出水处理除应符合本规范第3.0.1条～第3.0.13条的规定外，还应符合下列规定：

1 采出水处理工艺宜采用集中自动控制，减少现场操作人员或实现无人值守。

2 露天布置的设备和仪表，应根据防尘、防沙、防晒、防水和适应环境温度变化的要求进行选择。

3 采出水处理工艺宜采用组装化、模块化、橇装化设计，提高

工厂预制化程度，减少现场施工量。

4 控制室应设置空调设施。

3.0.16 稠油油田采出水处理除应符合本规范第3.0.1条～第3.0.13条的规定外，还应符合下列规定：

1 净化水宜优先用于注汽锅炉给水，也可调至邻近注水开发的油田注水。

2 应根据稠油物性对运行的影响选择稠油采出水处理工艺和设备。

3 在稠油采出水处理工艺中，应充分利用采出水的热能。

4 稠油采出水处理系统产生的污油宜单独处理。

5 当净化水用于注汽锅炉给水设计时，还应符合现行行业标准《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》SY/T 0097的有关规定。

3.0.17 滩海陆采油田采出水处理除应符合本规范第3.0.1条～第3.0.13条的规定外，还应符合下列规定：

1 根据工作人员数量、所处的环境，站内应配备一定数量的救生设备。

2 选用的设备、阀门、管件、仪表及各种材料，应适应滩海环境条件。

3 应依托陆上油田的已建设施。

3.0.18 低渗与特低渗油田采出水处理除应符合本规范外，还应符合现行行业标准《油田采出水注入低渗与特低渗油藏精细处理设计规范》SY/T 7020的有关规定。

3.0.19 强腐蚀性油田采出水处理除应符合本规范外，还应符合现行行业标准《油田含聚及强腐蚀性采出水处理设计规范》SY/T 6886的有关规定。

3.0.20 采出水处理后外排时，宜采用生物处理工艺，并应符合现行行业标准《油田采出水生物处理工程设计规范》SY/T 6852的有关规定。

4 处理站总体设计

4.1 设计规模及水量计算

4.1.1 采出水处理站设计规模应按下式计算：

$$Q = Q_1 + Q_2 \tag{4.1.1}$$

式中：Q——采出水处理站设计规模（m^3/d）；

Q_1——原油脱水系统排出的水量（m^3/d）；

Q_2——送往采出水处理站的洗井废水等水量（m^3/d）。

4.1.2 采出水处理站设计计算水量应按下式计算：

$$Q_s = kQ_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 \tag{4.1.2}$$

式中：Q_s——采出水处理站设计计算水量（m^3/h）；

k——时变化系数，$k=1.00\sim1.15$；

Q_1——原油脱水系统排出的水量（m^3/h）；

Q_2——送往采出水处理站的洗井废水等水量（m^3/h）；

Q_3——回收的过滤器反冲洗排水量（m^3/h）；

Q_4——站内其他排水量（m^3/h），主要指采出水处理站排泥水处理后回收的水量及其他零星排水量，当无法计算时可取 Q_1 的 2%～5%。

4.1.3 主要处理构筑物及工艺管道应按采出水处理站设计计算水量进行计算，并应按其中一个（或一组）停产时继续运行的同类处理构筑物应通过的水量进行校核。校核水量应按下式计算：

$$Q_x = Q_T/(n-1) \tag{4.1.3}$$

式中：Q_x——校核水量（m^3/h）；

Q_T——主要处理构筑物其中一个（或一组）停产时继续运行的同类处理构筑物应通过的水量（m^3/h）；

n——同类构筑物个数或组数，$n\geqslant2$。

4.2 站址选择

4.2.1 采出水处理站站址应根据已批准的油田地面建设总体规划以及所在地区的城镇规划，并应兼顾水处理站外部管道的走向确定。

4.2.2 站址的选择应节约用地。凡有荒地可利用的地区应不占或少占耕地。站址可适当预留扩建用地。

4.2.3 站址选择应符合下列规定：

1 应具有适宜的工程地质条件，且应避开断层、滑坡、塌陷区、溶洞地带。

2 宜选在地势较高或缓坡地区，宜避开河滩、沼泽、局部低洼地或可能遭受水淹的地区。

3 沙漠地区站址应避开风口和流动沙漠地段，并应采取防沙措施。

4.2.4 站址的面积应满足总平面布置的需要。采出水处理站宜与原油脱水站、注水站等联合建设。

4.2.5 当对已建站进行更新改造，原站址又无条件利用时，新建设施宜靠近已建站，并应充分利用原有工程设施。

4.2.6 站址宜靠近公路，并宜具备可靠的供水、排水、供电及通信等条件。

4.2.7 区域布置防火间距、噪声控制和环境保护，应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183、《工业企业噪声控制设计规范》GB/T 50087 和《工业企业设计卫生标准》GBZ 1 的有关规定。

4.2.8 站址的选择除应符合本规范外，还应符合现行行业标准《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048 的有关规定。

4.3 站场平面与竖向布置

4.3.1 总平面及竖向布置应符合国家现行标准《石油天然气工程

设计防火规范》GB 50183 和《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048 的有关规定。

4.3.2 总平面布置应结合气象、地形、工程地质、水文地质条件合理、紧凑布置，节约用地。采出水处理站的土地利用系数不应小于 60%。

4.3.3 总平面布置应保证工艺流程顺畅、物料流向合理、生产管理和维护方便。采出水处理站与油气处理站合建时，可对同类设备进行联合布置。

4.3.4 当站内附设变电室时，变电室应位于站场一侧，方便进出线，并宜靠近负荷中心。

4.3.5 站内应设生产及消防道路。道路宽度宜结合生产、防火与安全间距的要求，和系统管道及绿化布置的需要，合理确定。

4.3.6 采出水处理站应设置围墙，站场围墙应采用非燃烧材料建造，围墙高度不宜低于 2.2m。

4.3.7 站内雨水宜采用有组织排水。对于年降雨量小于 200mm 的干旱地区，可不设排雨水系统。

4.3.8 在地质条件特殊的地区，竖向设计应符合下列规定：

1 湿陷性黄土地区，应有迅速排除雨水的地面坡度和排水系统，场地排水坡度不宜小于 0.5%，并应符合现行国家标准《湿陷性黄土地区建筑规范》GB 50025 的有关规定。

2 岩石地基地区、软土地区、地下水位高的地区，不宜进行挖方。

3 盐渍土地区，采用自然排水的场地设计坡度不宜小于 0.5%，并应符合现行行业标准《盐渍土地区建筑规范》SY/T 0317 的有关规定。

4.3.9 采出水处理站的防洪设计宜按重现期 25 年～50 年设计。

4.3.10 站内的防洪设计标高应比按防洪设计标准计算的设计洪水水位高 0.5m。

4.3.11 采出水处理工艺的水力高程设计宜充分利用地形。

4.4 站内管道布置

4.4.1 管道布置应与总平面、竖向布置及工艺流程统筹规划，管道的敷设力求短捷，并应使管道之间、管道与建(构)筑物之间在平面和竖向上相互协调；管道布置可按走向集中布置成管廊带，宜平行于道路和建(构)筑物。

4.4.2 管道敷设方式应根据场区工程地质和水文地质情况、组成处理工艺流程的各构筑物的水力高程条件和维护管理要求等因素确定。

4.4.3 站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小水平间距应符合本规范附录A的要求。

4.4.4 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物之间平行的最小间距应符合本规范附录B的要求。

4.4.5 地上管道的安装应符合下列规定：

1 架空管道管底距地面不宜小于2.2m，管墩敷设的管道管底距地面不宜小于0.3m。

2 管廊带下面有泵或其他设备时，管底距地面高度应满足机泵或设备安装和检修的要求。

4.4.6 架空管道跨越道路时，桁架底面或底层管线管底距主要道路路面(从路面中心算起)不宜小于5.5m，距人行道路面不应小于2.2m。

4.4.7 污油、蒸汽、热(回)水及其他管道的热补偿应与管网布置相互协调，宜利用自然补偿。需要设置补偿时，其形式可按管道管径、工作压力、空间位置大小等具体情况确定。

4.4.8 热管道宜在下列部位设置固定支座：

1 在构筑物前的适当部位。

2 露天安装机泵的进出口管道上。

3 穿越建筑物外墙时，在建筑物外的适当部位。

4 两组补偿器的中间部位。

4.4.9 管道布置除应符合本规范外，还应符合国家现行标准《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048、《室外给水设计规范》GB 50013 和《室外排水设计规范》GB 50014 的有关规定。

4.5 水质稳定

4.5.1 当采出水具有强腐蚀性时，应根据技术经济比较采用相应的水质稳定工艺。由于溶解氧的存在而引起严重腐蚀的情况下，宜采用密闭处理流程；由于 pH 值低而引起严重腐蚀的情况下，宜调节 pH 值。

4.5.2 采用密闭处理流程时，应符合下列规定：

1 常压罐宜采用氮气作为密闭气体。采用天然气密闭时宜采用干气，若采用湿气时应采取脱水、防冻等措施。

2 密闭气体进入处理站，应设气体流量计量及调压装置，密闭气体运行压力不应超过常压罐的设计压力。运行压力上下限的设定值的选取应留有足够的安全余量。密闭系统的压力调节方式应经技术经济比较确定。

3 所有密闭的常压罐顶部透光孔应采用法兰型式，气体置换孔应加设阀门，并应与顶部密闭气源进口对称布置。

4 所有密闭的常压罐与大气相通的管道应设水封，水封深度不应小于 250mm。

5 通向密闭常压罐的气体管道应设置截断阀，应采取防止气体管道内积水的措施，并应在适当位置设置放水阀。

6 密闭系统最大补气量和排气量应根据处理流程按最不利工况计算确定。

7 常压罐应设置液位连续显示，液位上、下限报警及下限报警联锁停泵，其中除油罐、沉降罐应只设上限液位报警，同时应将信号传至值班室。

8 常压罐气相空间系统应设置压力上、下限报警，压力下降至设定值时应联锁停泵，同时信号应传至值班室。

4.5.3 当采用调节 pH 值工艺时，应符合下列规定：

1 应优先对注入区块地层做岩心碱敏性试验，确定注入水临界 pH 值。

2 pH 值调节范围宜为 7.0～8.0，不宜大于 8.5。

3 筛选出的 pH 值调节药剂应与混凝剂、絮凝剂等水处理药剂配伍性能好，产生的沉淀物量应少，并应易于投加。

5 处理构筑物及设备

5.1 调 储 罐

5.1.1 调储罐的有效容积应根据水量变化情况，经计算确定。缺少资料的情况下，可按相似工程经验确定。

5.1.2 调储罐不宜少于 2 座。

5.1.3 在调储罐内宜设加热设施，应设收油及排泥设施。

5.2 除油罐及沉降罐

5.2.1 除油罐及沉降罐的技术参数应通过试验确定，没有试验条件的情况下，水驱采出水除油罐及沉降罐技术参数可按表 5.2.1-1 确定，稠油采出水除油罐及沉降罐技术参数可按表 5.2.1-2 确定，特超稠油采出水除油罐及沉降罐技术参数可按表 5.2.1-3 确定，聚合物驱采出水除油罐及沉降罐技术参数可按表 5.2.1-4 确定。

表 5.2.1-1 水驱采出水除油罐及沉降罐技术参数

沉降罐种类	污水有效停留时间 (h)	污水下降速度 (mm/s)
除油罐	3～4	0.5～0.8
斜板除油罐	1.5～2	1.0～1.6
混凝沉降罐	2～3	1.0～1.6
混凝斜板沉降罐	1～1.5	2.0～3.2

表 5.2.1-2 稠油采出水除油罐及沉降罐技术参数

沉降罐种类	污水有效停留时间 (h)	污水下降速度 (mm/s)
除油罐	3～8	0.2～0.8

续表 5.2.1-2

沉降罐种类	污水有效停留时间(h)	污水下降速度(mm/s)
斜板除油罐	1.5～4	0.5～1.7
混凝沉降罐	2～5	0.5～1.7
混凝斜板沉降罐	1～3	1.0～2.2

表 5.2.1-3 特超稠油采出水除油罐及沉降罐技术参数

沉降罐种类	污水有效停留时间(h)	污水下降速度(mm/s)
除油罐	8～12	0.15～0.3
混凝沉降罐	3～5	0.4～0.8

表 5.2.1-4 聚合物驱采出水除油罐及沉降罐技术参数

沉降罐种类	污水有效停留时间(h)	污水下降速度(mm/s)
除油罐	7～9	0.2～0.4
混凝沉降罐	3～5	0.4～0.8

5.2.2 除油罐及沉降罐可采用加气浮技术提高分离效率，宜采用部分回流压力溶气气浮。回流比应通过试验确定，没有试验条件的情况下，可采用20%～30%。

5.2.3 除油罐及沉降罐不宜少于2座。

5.2.4 除油罐及沉降罐内设置斜板(斜管)时，斜板(斜管)材质、厚度及斜板间距和斜管孔径应根据来水水质、水温及原油物性确定，并应符合下列规定：

1 斜板板间净距宜采用50mm～80mm，安装倾角不应小于45°。

2 斜管内径宜采用60mm～80mm，安装倾角不应小于45°。

3 斜板(斜管)表面应光洁，并应选用亲水疏油性材料。

4 斜板(斜管)与罐壁间应采取防止产生水流短路的措施。

5.2.5 除油罐及沉降罐应设收油设施,宜采用连续收油,间歇收油时应采取控制油层厚度的措施。

5.2.6 在寒冷地区或被分离出的油品凝固点高于罐内部环境温度时,除油罐及沉降罐的集油槽及油层内应设加热设施。

5.2.7 除油罐及沉降罐应设排泥设施。

5.2.8 除油罐及沉降罐的出流水头,应满足与后续构筑物水力衔接的要求。

5.2.9 压力构筑物的选择应根据采出水性质、处理后水质要求、处理站设计规模,通过试验或相似工程经验,经技术经济比较确定。没有试验条件的情况下,压力式混凝沉降器技术参数可按表5.2.9确定。

表 5.2.9 压力式混凝沉降器技术参数

斜板(管)沉降型式	液面负荷 [$m^3/(m^2 \cdot h)$]	板(管)内流速 (mm/s)
上(下)向流	5～9	2.5～3.5
侧(横)向流	6～12	10～20

5.2.10 除油罐设计除应符合本规范外,并应符合现行行业标准《除油罐设计规范》SY/T 0083的有关规定。

5.3 气浮机(池)

5.3.1 气浮机(池)宜在下列情况采用:

1 水中原油粒径较小、乳化较严重。

2 油水密度差小的稠油、特稠油和超稠油采出水。

5.3.2 气浮机(池)的类型及气源应根据采出水的性质,并应通过试验或按相似工程经验,通过技术经济比较确定。

5.3.3 气浮机(池)不宜少于2座。

5.3.4 采用气浮机(池)时,应配套使用适宜的水处理药剂。

5.3.5 采出水处理系统中，气浮机(池)前，宜设置调储罐或除油罐。

5.3.6 气浮机(池)应设收油(渣)及排泥设施。

5.3.7 气浮机(池)的设计参数，应根据进出水水质等因素，通过试验确定，没有试验条件的情况下，可按相似条件下已有气浮机(池)的运行经验确定。

5.3.8 当气浮机(池)采用部分回流加压溶气气浮时，应符合下列规定：

1 采出水在气浮机(池)分离段停留时间宜为10min～30min。

2 矩形气浮池分离段水平流速不应大于6mm/s。

3 采出水在溶气罐内的停留时间宜为1min～3min。

4 回流比宜采用30%～50%。

5.3.9 气浮机宜安装在户外并应设置顶盖。当气浮机室内安装时，机体顶部应设置气体排出室外设施。

5.4 水力旋流器

5.4.1 水力旋流器应在下列条件中使用：

1 油水密度差大于0.05g/cm^3。

2 原水含油量高，且乳化程度较低。

3 场区面积小，采用其他沉降分离构筑物难以布置。

4 水力旋流器不宜单独使用。

5.4.2 水力旋流器的选择应根据采出水性质、处理后水质要求、设计水量，通过试验或相似工程经验，经技术经济比较确定。

5.4.3 水力旋流器配置不宜少于2组。

5.4.4 水力旋流器来水压力和流量应保持稳定。升压泵宜采用螺杆泵或低转速离心泵。

5.5 过 滤 器

5.5.1 过滤器类型的选择，应根据设计规模、运行管理要求、进出

水水质和处理构筑物高程布置等因素，结合站场地形条件，通过技术经济比较确定。

5.5.2 过滤器的台数，应根据过滤器型式、设计水量、操作运行和维护检修等条件通过技术经济比较确定，但不宜少于2台。

5.5.3 过滤器的设计滤速宜按下式计算：

$$V=\frac{Q_s}{(n-1)F} \tag{5.5.3}$$

式中：V——过滤器滤速（m/h）；

Q_s——设计计算水量（m^3/h）；

n——过滤器数量，$n \geqslant 2$；

F——单个过滤器的过滤面积（m^2）。

5.5.4 过滤器滤速选择，应根据进出水水质等因素，通过试验确定，没有试验条件的情况下，可按相似条件下已有过滤器的运行经验确定。在缺乏资料的情况下，常用过滤器滤速宜按表5.5.4选用。

表5.5.4 常用过滤器滤速

滤料类别	一级过滤滤速（m/h）	二级过滤滤速（m/h）
核桃壳	≤16	—
石英砂	≤8	≤4
石英砂+磁铁矿	≤10	≤6
改性纤维球（纤维束）	—	≤16

5.5.5 过滤器冲洗方式的选择，应根据滤料层组成、配水配气系统，通过试验确定，没有试验条件的情况下，可按相似条件下已有过滤器的经验确定。反冲洗水应为净化水，水温不宜低于采出水中原油凝固点。反冲洗时可加入清洗剂或对反冲洗水升温。

5.5.6 粒状滤料过滤器宜采用自动控制变强度反冲洗。反冲洗强度应通过试验确定。没有试验条件的情况下，反冲洗强度可按相似条件下已有过滤器的经验确定。在缺少资料的情况下，过滤

器水反冲洗强度可按表 5.5.6-1 选用，气水反冲洗时反冲洗强度可按表 5.5.6-2 选用。

表 5.5.6-1　过滤器水反冲洗强度

滤料种类	一级过滤器 冲洗强度[L/(m²·s)]	二级过滤器 冲洗强度[L/(m²·s)]
核桃壳	6～7	—
石英砂	14～15	12～13
石英砂＋磁铁矿	15～16	13～14
改性纤维球	—	5～6
改性纤维束	—	8～10

表 5.5.6-2　气水反冲洗时反冲洗强度

滤料种类	气冲洗强度 [L/(m²·s)]	水冲洗强度 [L/(m²·s)]
石英砂滤料	13～20	10～15
石英砂＋磁铁矿	13～20	10～15

5.5.7　滤料应具有良好的机械强度和抗腐蚀性，可采用石英砂、磁铁矿、核桃壳、改性纤维球(纤维束)等，并应进行检验。

5.5.8　滤料及垫料的组成及填装厚度，应根据进出水水质等因素，通过试验确定，没有试验条件的情况下，可按相似条件下已有过滤器的运行经验确定。在缺少资料的情况下，过滤器滤料、垫料填装规格及厚度宜按本规范附录 C 设计。

5.5.9　重力过滤器宜采用小阻力配水系统，压力过滤器宜采用大阻力配水系统。

5.5.10　过滤器设计除应符合本规范外，还应符合现行行业标准《油田水处理过滤器》SY/T 0523 的有关规定。

5.6　污　油　罐

5.6.1　污油罐有效容积可按下式确定：

$$W=\frac{Q(C_1-C_2)t\times10^{-6}}{24(1-\eta)\rho_0} \qquad (5.6.1)$$

式中：W——污油罐有效容积(m^3)；

Q——处理站设计规模(m^3/d)；

C_1——原水的含油量(mg/L)；

C_2——净化水的含油量(mg/L)；

t——储存时间(h)；

η——污油含水率，除油罐、沉降罐或其他油水分离构筑物间歇收油时按40%～70%计，沉降罐或其他油水分离构筑物连续收油时按80%～95%计；

ρ_0——原油密度(t/m^3)。

5.6.2 污油罐宜保温，罐内宜设加热设施，罐底排水管宜设置排水看窗。

5.6.3 污油罐保温所需热量可按下式确定：

$$Q=KF(t_y-t_i) \qquad (5.6.3)$$

式中：Q——罐中污油保温所需热量(W)；

F——罐的总表面积(m^2)；

t_y——罐内介质的平均温度(℃)；

t_i——罐周围介质的温度(℃)，可取当地最冷月平均气温；

K——罐总散热系数[$W/(m^2\cdot℃)$]。

5.6.4 污油宜连续均匀输送至原油脱水站。

5.6.5 污油罐宜设1座，公称容积不宜大于200m^3，污油进罐管道宜设通往污油泵进口的旁路管道。

5.7 回收水罐(池)

5.7.1 回收水罐(池)的有效容积应根据过滤器反冲洗机制、回收水泵运行机制、反冲洗排水量及进入回收水罐(池)的其他水量等因素综合确定。

5.7.2 回收水池宜设2格，回收水罐宜设2座。

5.7.3 当压力过滤时，宜采用回收水罐；回收水罐（池）宜设排泥设施和收油设施。

5.7.4 反冲洗排水进入回收水罐（池）或进入排泥水处理系统处理后再回收，应根据水质通过试验或相似工程经验确定。

5.7.5 反冲洗排水采用回收水罐时，站内应设置各构筑物低位排水的接收池。

5.7.6 污水回收宜连续均匀输至调储罐或除油罐前。

5.8 缓冲罐(池)

5.8.1 缓冲罐（池）有效容积宜按 0.5h～1.0h 的设计计算水量确定。当滤后水缓冲罐（池）兼作反冲洗储水罐（池）时，罐容积应包括反冲洗储水量所需容积。

5.8.2 缓冲罐（池）宜采用 2 座。

5.8.3 缓冲罐（池）可不做保温，当滤后水缓冲罐（池）兼作反冲洗储水罐（池）时，宜做保温。

5.8.4 缓冲罐（池）宜设收油设施。

6 排泥水处理及污泥处置

6.1 一 般 规 定

6.1.1 采出水处理站排泥水处理应包括除油罐排泥水、沉降罐排泥水、反冲洗回收罐（池）排泥水或过滤器反冲洗排水。

6.1.2 排泥水处理系统设计处理的干泥量可按下式计算：

$$S = (C_0 + KD) \times Q \times 10^{-6} \tag{6.1.2}$$

式中：S——干泥量(t/d)；

C_0——原水悬浮固体含量设计取值(mg/L)；

D——药剂投加量(mg/L)；

K——药剂转化成泥量的系数，经试验确定；

Q——设计规模(m^3/d)。

6.1.3 排泥水处理过程中分离出的清液应回收，回收水宜均匀连续输至除油罐（或调储罐）前或排入排泥水调节罐（池）进行处理。

6.1.4 排泥水处理工艺流程可由调节、浓缩、脱水及污泥处置四道工序或其中部分工序组成，工序应根据采出水处理站相应构筑物的排泥机制、排泥水量、排泥浓度及反冲洗排水去向确定。

6.1.5 排泥水平均含固率大于2%时，经调节后可直接进行脱水而不设浓缩工序。

6.2 调 节 池

6.2.1 调节池的有效容积应符合下列规定：

1 当调节池与回收水池合建时，有效容积按所有过滤器最大一次反冲洗水量及其他构筑物最大一次排泥水量之和确定。

2 当调节池单独建设时，有效容积应按构筑物最大一次排泥水量确定。

6.2.2 当调节池进行水质、水量调节时，池内应设扰流设施；当只进行水量调节时，池内应分别设沉泥和上清液取出设施。

6.2.3 当浓缩罐（池）为连续运行方式时，调节池出流流量宜均匀、连续。

6.3 浓缩罐（池）

6.3.1 排泥水浓缩宜采用重力浓缩。当采用离心浓缩等方式时，应通过技术经济比较确定。

6.3.2 浓缩后泥水的含固率应满足选用的脱水设备进机浓度要求，且不宜低于2%。

6.3.3 重力浓缩罐（池）面积可按固体通量计算，并应按液面负荷校核。固体通量、液面负荷及停留时间宜通过沉降浓缩试验，也可按相似排泥水浓缩数据确定。

6.3.4 重力浓缩罐（池）为间歇进水和间歇出泥时，可采用浮动收液设施收集上清液提高浓缩效果。

6.3.5 寒冷地区重力浓缩罐室外安装时应采取保温措施。

6.4 脱　　水

6.4.1 脱水工艺的选择应根据浓缩后泥水的性质，最终处置对脱水污泥的要求，经技术经济比较后选用，可采用压滤脱水、离心脱水。

6.4.2 脱水设备的台数应根据所处理的干泥量、设定的运行时间确定。

6.4.3 当泥水在脱水前若进行化学调质时，药剂种类及投加量宜由试验或按相同机型、相似排泥水性质的运行经验确定。

6.4.4 脱水机滤液及脱水机冲洗废水宜回流至排泥水调节池或浓缩罐（池）。

6.4.5 输送浓缩泥水的管道应适当设置管道冲洗进水口和排水口。

6.5 污泥处置

6.5.1 脱水后污泥的处置方式应根据污泥性质，通过技术经济比较确定。

6.5.2 脱水后污泥处理设计除应符合本规范外，还应符合现行行业标准《油田含油污泥处理设计规范》SY/T 6851 的有关规定。

7 药剂投配与贮存

7.1 药剂投配

7.1.1 采出水处理药剂种类的选择，应根据采出水的原水水质特性、处理后水质指标、工艺流程特点确定。

7.1.2 多种药剂投加时，应进行配伍性试验，合格后才可使用。

7.1.3 药剂品种的选择、投加量及混合、反应方式应通过试验确定，没有试验条件的情况下，可按相似条件下采出水处理站运行经验确定。

7.1.4 药剂投配宜采用固体药剂配制成液体后投加，可采用机械或其他方式进行搅拌。

7.1.5 药剂的配制次数应根据药剂品种、投加量和配制条件确定，每日不宜超过3次。

7.1.6 药剂投加宜采用加药装置，加药泵宜采用隔膜式计量泵。加药装置材质应根据药液的腐蚀性确定，并应设置排渣、疏通措施。

7.1.7 投药点的位置应根据采出水处理工艺要求，同时结合药剂的性质和配伍性试验，合理选择。尚未取得试验结果时，药剂的投加位置应符合下列规定：

1 絮凝剂、助凝剂应投加在沉降分离构筑物进口管道；采用接触过滤时，絮凝剂应投加在滤前水管道。

2 浮选剂应投加在气浮机进口管道。

3 杀菌剂应投加在原水、滤前，在不影响水质的情况下也可投加在净化水管道。

4 滤料清洗剂应投加在过滤器的反冲洗进水管道。

5 除油剂、缓蚀阻垢剂、pH值调节剂应投加在原水管道。

7.1.8 当同一药剂多点投加时，应分别设计量设施。

7.1.9 当 pH 值调节剂采用酸时，应密闭贮存和密闭投加。

7.1.10 混凝剂宜采用流量比例投加。

7.2 药剂贮存

7.2.1 药剂仓库地坪高度应便于药剂的运输、装卸，当不具备条件时，可设置装卸设备。

7.2.2 药剂的储备量应根据药剂的供应和运输条件确定，固体药剂宜按 15d～20d 用量计算，液体药剂宜按 5d～7d 用量计算，偏远地区应根据实际情况定。

7.2.3 药库应根据贮存药剂的性质采取相应的防腐蚀、防粉尘、防潮湿、防火、防爆、防毒及通风措施。

8 工艺管道

8.1 一般规定

8.1.1 采出水应采用管道输送，严禁采用明沟和带盖板的暗沟输送。

8.1.2 管道材质的选择应根据采出水性质、水压、外部荷载、土壤腐蚀性、施工维护和材料供应等条件确定。

8.1.3 采出水处理站工艺管道严禁与生活饮用水管道连通。

8.1.4 沉降分离构筑物的收油管道应根据油品性质和敷设地区环境温度条件，采取经济合理的保温伴热措施。

8.1.5 地上敷设的工艺管道宜设放空口和扫线口。

8.1.6 含有原油的排水系统与生活排水系统必须分开设置。

8.1.7 加药管道材质选择应根据所投加化学药剂性质，合理选择。具有腐蚀性的药剂宜选择非金属管、金属内衬非金属管或不锈钢管。

8.1.8 站场内工艺管道埋地时，管顶最小覆土深度不宜小于0.7m。穿越道路时，应设套管。

8.2 管道水力计算

8.2.1 管道总水头损失，可按下式计算：

$$h_z = h_y + h_j \tag{8.2.1}$$

式中：h_z——管道总水头损失(m)；

h_y——管道沿程水头损失(m)；

h_j——管道局部水头损失(m)。

8.2.2 管道沿程水头损失，可按下式计算：

$$h_y = \lambda \frac{l}{d_j} \frac{v^2}{2g} \tag{8.2.2}$$

式中：λ ——沿程阻力系数；

l ——管段长度(m)；

d_j ——管道计算内径(m)；

v ——管道计算水流平均流速(m/s)；

g ——重力加速度 (m/s^2)。

注：λ 与管道的相对当量粗糙度(Δ/d_j)、雷诺数(Re)有关，其中：Δ 为管道当量粗糙度(mm)。

8.2.3 管道的局部水头损失宜按下式计算：

$$h_j = \sum\xi \frac{v^2}{2g} \tag{8.2.3}$$

式中：ξ ——管道局部水头损失系数。

8.2.4 水头损失按本规范公式 8.2.1 计算后，宜增加10%～20%。

8.2.5 污油管道沿程摩阻宜按现行国家标准《油气集输设计规范》GB 50350 中原油集输管道计算。

8.2.6 压力输泥管最小设计流速宜按表 8.2.6 的规定取值。

表 8.2.6 压力输泥管最小设计流速

污泥含水率(%)	流速(m/s)
90	1.5
91	1.4
92	1.3
93	1.2
94	1.1
95	1.0
96	0.9
97	0.8
98	0.7

8.2.7 自流排泥管道管径不宜小于 200mm。

8.2.8 压力输送污泥管道的水头损失应通过试验确定，当缺少资料时，压力输泥管水头损失可按表 8.2.8 规定计算。

表 8.2.8 压力输泥管水头损失

污泥含水率（%）	水头损失（相当于清水压力损失的倍数）
>99	1.3
98～99	1.3～1.6
97～98	1.6～1.9
96～97	1.9～2.5
95～96	2.5～3.4
94～95	3.4～4.4

9 泵　　房

9.1 一 般 规 定

9.1.1 工作水泵的型号及台数应根据水量变化、水压要求、水质情况、机组的效率和功率因素确定。当水量变化大且水泵台数较少时，应大小规格搭配，但型号不宜过多。

9.1.2 水泵的选择应符合节能要求。当水量和水压变化较大时，经过技术经济比较，可采用机组调速、更换叶轮等措施。

9.1.3 同类用途泵应设备用水泵。备用水泵型号宜与工作水泵中的大泵一致。

9.1.4 泵房设计宜进行停泵水锤计算，当停泵水锤压力值超过管道试验压力值时，应采取消除水锤的措施。

9.1.5 水泵宜采用正压吸水。当采用负压吸水时，水泵宜分别设置吸水管。

9.1.6 吸水管布置应避免形成气囊，吸入口的淹没深度应满足水泵运行的要求。

9.1.7 水泵安装高度应满足不同工况下必需气蚀余量的要求。

9.1.8 水泵吸水管及出水管的流速，宜符合表 9.1.8 的规定。

表 9.1.8　水泵吸水管及出水管的流速

管 道 名 称	直径(mm)	流速(m/s)
吸水管	<250	0.8～1.2
吸水管	≥250	1.0～1.5
出水管	<250	1.2～1.5
出水管	≥250	1.5～2.0

9.2 泵房布置

9.2.1 水泵机组的布置应满足设备的运行、维护、安装和检修的要求。

9.2.2 水泵机组的布置应符合下列规定：

1 水泵机组基础间的净距不宜小于 1.0m。

2 机组突出部分与墙壁的净距不宜小于 1.2m。

3 配电箱前面通道宽度，低压配电时，不宜小于 1.5m，高压配电时，不宜小于 2.0m。当采用在配电箱后面检修时，后面距墙的净距不宜小于 1.0m。

9.2.3 泵房的主要通道宽度不应小于 1.5m。

9.2.4 泵房内的架空管道不应阻碍通道和跨越电气设备。

9.2.5 泵房应设一个可搬运最大尺寸设备的门。

10 公用工程

10.1 仪表及自动控制

10.1.1 采出水处理站仪表及计算机控制系统的设计应符合现行国家标准《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T 50892和《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823的有关规定。

10.1.2 站场内检测控制点应符合下列规定：

1 调储罐、除油罐、沉降罐、缓冲水罐、污油罐、回收水罐(池)应设置液位显示及报警；

2 除油罐、沉降罐宜设置油水界面指示；

3 过滤器的反冲洗宜实现顺序逻辑自动控制，且过滤器反冲洗水流量宜设置闭环变频控制；

4 当采用计算机控制系统时，应远程显示所有泵的运行状态。

10.1.3 操作独立的橇块装置，宜采用PLC或RTU控制。PLC、RTU与站场控制系统应进行数据通信，通信协议应一致。

10.2 供 配 电

10.2.1 电力负荷等级应按二级负荷设计。

10.2.2 油田采出水处理站场内用电设备负荷等级应符合表10.2.2的规定。

表10.2.2 油田采出水处理站内用电设备负荷等级

单体名称	主要用电设备	负荷等级	备注
泵房、阀室、污泥处理间、加药间、气浮间、配电值班室、管道电伴热	升压泵、反冲洗泵、污水回收泵、污油泵、排泥泵、加药泵、电伴热带	二	

续表 10.2.2

单体名称	主要用电设备	负荷等级	备注
仪表间	自控仪表、通信设备	二	须设事故电源
化验室、值班室、维修间、车库、材料及设备库	照明灯具、维修机具、化验仪器	三	

10.3 给 排 水

10.3.1 给排水系统应利用已有的系统工程设施，统一规划，分期实施。对于不宜分期建设的工程，可一次实施。

10.3.2 生活饮用水管道不应与非饮用水的管道直接连接。

10.3.3 用于配制药剂的进水管应从溶药罐(池)最高液位以上进入，并留有空气间隙。最小空气间隙不应小于出水口直径的2.5倍。

10.3.4 含有可燃液体的生产污水宜单独回收至采出水处理系统。

10.4 供 热

10.4.1 采出水处理站用热宜依托周围站场供热热源。无依托时，可新建锅炉房或加热炉。

10.4.2 采出水处理站最大热负荷应按下式计算：

$$Q_{max}=K(K_1Q_1+K_2Q_2) \quad (10.4.2)$$

式中：Q_{max}——最大计算热负荷(kW 或 t/h)；

K——供热管网热损失系数，取 1.05～1.10；

K_1——生产热负荷同时使用系数，取 0.5～1.0；

K_2——采暖热负荷同时使用系数，取 1.0；

Q_1、Q_2——依次为生产、采暖最大热负荷(kW 或 t/h)。

10.4.3 锅炉或加热炉供热介质应选用热水。在热水供热不能满足要求时，可选用蒸汽或其他供热介质。

10.4.4 站场内采暖与工艺伴热热网管线宜分别由热源或供热干管接出。

10.5 暖通空调

10.5.1 站场内各类房间的冬季采暖室内计算温度宜符合表10.5.1的规定。

表 10.5.1 室内采暖计算温度

房间名称	室温(℃)
污水泵房、污油泵房、库房、水罐阀室、气浮间、污泥处理间	5
加药间、维修间	14
值班室、化验室、更衣室	18

10.5.2 通风方式宜采用自然通风。当自然通风不能达到卫生或生产要求时，应采用机械通风方式或自然与机械相结合的联合通风方式。站场内建筑的通风方式及换气次数宜符合表 10.5.2 的规定。

表 10.5.2 站场内建筑的通风方式及换气次数

厂房名称	通风要求	通风方式	换气次数(次/h)
加药间(药库)	排除有害气体	机械通风	8
污水泵房	排除有害气体	有组织的自然通风	5～8
污油泵房	排除有害气体	有组织的自然通风或机械通风或联合通风	6～10
气浮间、污泥处理间	排除有害气体	机械通风或联合通风	6～10
阀室	排除有害气体	有组织的自然通风	3～5
操作间	排除有害气体	有组织的自然通风或机械通风或联合通风	5～8

10.5.3 化验室通风应采用局部通风柜或局部通风柜与全面通风共用的通风方式。通风柜应采用防腐型。通风柜的吸入速度宜为0.4m/s～0.5m/s。

10.5.4 放散到厂房内的有害气体密度比空气重(相对密度大于0.75),且室内放散的显热不足以形成稳定的上升气流而沉积在下部区域时,宜从下部区域排除总排风量的2/3,上部区域排除总排风量的1/3。

10.5.5 沙漠地区采出水处理站内建筑物的通风设计应满足防沙要求。

10.6 通　　信

10.6.1 通信系统应纳入油田区域通信网络统一规划实施,并应利用已建资源。

10.6.2 通信系统应满足油田采出水处理各生产管理部门对通信业务的需求,并应提供可靠的通信通道。

10.6.3 油田较集中地区宜采用有线通信。油田较分散及边远地区采宜采用无线通信。

10.6.4 通信电缆管道和直埋电缆与地下管道或建(构)筑物的最小间距应符合本规范附录D的要求。通信架空线路与其他设备或建(构)筑物的最小间距应符合本规范附录E的要求。

10.7 建筑及结构

10.7.1 室外管墩、管架及设备平台宜采用混凝土结构,管架及设备平台也可采用钢结构。室内操作平台及室内小型管架宜采用钢结构。

10.7.2 调储罐、除油罐、沉降罐、单(无)阀滤罐等对罐底板不均匀沉降要求严格的立式储罐,宜采用钢筋混凝土板式基础。

10.7.3 卧式罐基础数不宜超过2个,且不应浮放。基础的底面积应满足地基承载力要求。鞍座下基础竖板或框架的强度应满足

水平滑动推力和地震作用等要求。

10.7.4 药库、加药间、卸药台的地面、墙面及药品能接触的部位，应根据不同的药品腐蚀等级采取相应的防腐蚀措施。

10.8 道　路

10.8.1 油田采出水处理站场道路的设计应满足生产管理、维修维护和消防等通车的需要。站场道路宽度应符合下列规定：

1 主干道宜为 6m；

2 次干道宜为 3.5m 或 4m；

3 人行道宜为 1m 或 1.5m。

10.8.2 站内道路的最小圆曲线半径不宜小于 12m，交叉口路面内缘转弯半径宜为 9m～12m，消防路以及消防车必经之路，其交叉口或弯道的路面内缘转弯半径不应小于 12m。

10.8.3 当消防路如不能与其他道路相通时，应在端点设回车场。

10.9 防腐及保温

10.9.1 油田采出水处理站钢质储罐、容器、管道的防腐，应根据其应用环境、使用要求及介质的腐蚀性确定防腐蚀措施。

10.9.2 油田采出水处理站钢质储罐、容器、管道的保温设计应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264 的有关规定。

附录A 站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小水平间距

表A 站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小水平间距

建(构)筑物		最小水平间距(m)
建(构)筑物墙壁外缘或突出部分外缘	有门窗	3.0
	无门窗	1.5
场区道路		1.0
人行道路外缘		0.5
场区围墙(中心线)		1.0
照明或电信杆柱(中心)		1.0
电缆桥架		0.5
避雷针杆、塔根部外缘		3.0
立式罐		1.6

注:1 表中尺寸均自管架、管墩及管道最突出部分算起。道路为城市型时,自路面外缘算起;道路为公路型时,自路肩外缘算起。

2 架空管道与立式罐之间的距离,是指立式罐与其圆周切线平行的架空管道管壁的距离。

附录B 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物平行的最小间距

表B 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物之间平行的最小间距

建(构)筑物名称		通信电缆及35kV以下直埋电力电缆(m)	管架基础(或管墩)外缘(m)	电杆中心线(m)	建筑物基础外缘(m)	道路	
						路面或路边石外缘(m)	边沟外缘(m)
管道名称	污油管道	2.0	1.5	1.5	2.0	1.5	1.0
	污水管道	2.0	1.5	1.5	2.0	1.5	1.0
	压缩空气管道	1.0	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0
	热力管道	2.0	1.5	1.0	1.5	1.0	1.0
	消防水管道	1.0	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0
	清水管道	1.0	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0
	加药管道	1.0	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0

注:1 表中所列净距应自管壁或保护设施外缘算起。

2 管道埋深大于邻近建(构)筑物的基础埋深时,应采用土壤安息角校正表中所列数值。

3 有可靠根据或措施时,可减少表中所列数值。

附录C 过滤器滤料、垫料填装规格及厚度

C.0.1 核桃壳过滤器滤料填装规格及厚度应符合表C.0.1的规定。

表C.0.1 核桃壳过滤器滤料填装规格及厚度

名　称	粒径规格(mm)	填装厚度(mm)
核桃壳滤层	0.6～1.2	1200～1400

C.0.2 纤维球过滤器滤料填装规格及厚度应符合表C.0.2的规定。

表C.0.2 纤维球过滤器滤料填装规格及厚度

名　称	粒径规格(mm)	填装厚度(mm)
纤维球滤层	30±5	1000～1200

C.0.3 重力单阀过滤器滤料、垫料填装规格及厚度应符合表C.0.3的规定。

表C.0.3 重力单阀过滤器滤料、垫料填装规格及厚度

序　号	名　称	粒径规格(mm)	填装厚度(mm)
1	石英砂滤层	0.5～1.2	700～800
2	砾石垫料层	1～2	50
3		2～4	100
4		4～8	100
5		8～16	100
6		16～32	200

注：采用滤头配水(气)系统时，垫料层可采用粒径为2mm～4mm的粗砂，其厚度宜为50mm～100mm。

C.0.4 石英砂压力过滤器滤料、垫料填装规格及厚度应符合表

C. 0. 4 的规定。

表 C. 0. 4 石英砂压力过滤器滤料、垫料填装规格及厚度

序　　号	名　　称	粒径规格(mm)	填装厚度(mm)
1	石英砂滤层	0. 5～1. 2	700～800
2	砾石垫料层	1～2	100
3		2～4	100
4		4～8	100
5		8～16	100
6		16～32	200
7		32～64	至配水管管顶上面 100

C. 0. 5 双层压力过滤器滤料、垫料填装规格及厚度应符合表 C. 0. 5的规定。

表 C. 0. 5 双层压力过滤器滤料、垫料填装规格及厚度

序号	名　　称	一次滤料规格(mm)	二次滤料规格(mm)	填装厚度(mm)
1	石英砂滤层	0. 8～1. 2	0. 5～0. 8	400～600
2	磁铁矿滤层	0. 4～0. 8	0. 25～0. 5	400～200
3	磁铁矿垫料层	—	0. 5～1. 0	50
4		1～2	1～2	100
5		2～4	2～4	100
6		4～8	4～8	100
7	砾石垫料层	8～16	8～16	100
8		16～32	16～32	200
9		32～64	32～64	至配水管管顶上面 100

附录 D 通信电缆管道和直埋电缆与地下管道或建(构)筑物的最小间距

表 D 通信电缆管道和直埋电缆与地下管道或建(构)筑物的最小间距

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2">地下管道及建筑物</th><th colspan="2">最小水平净距(m)</th><th colspan="2">最小垂直净距(m)</th></tr>
<tr><th>电缆管道</th><th>直埋电缆</th><th>电缆管道</th><th>直埋电缆</th></tr>
<tr><td rowspan="3">给水管道</td><td>75mm～150mm</td><td>0.5</td><td>0.5</td><td>0.15</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>200mm～400mm</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>0.15</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>>400mm</td><td>2.0</td><td>1.5</td><td>0.15</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">天然(煤)气管道</td><td>压力≤0.3MPa</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>0.3①</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>0.3MPa<压力≤0.8MPa</td><td>2.0</td><td>2.0</td><td>0.3①</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">电力线</td><td>35kV 以下电力电缆</td><td>0.5②</td><td rowspan="2">1.5②</td><td rowspan="2">0.5②</td><td rowspan="2">0.5②</td></tr>
<tr><td>10kV 及以下电力线电杆</td><td>1.0</td></tr>
<tr><td rowspan="3">建筑物</td><td>散水边缘</td><td rowspan="3">2.0</td><td>1.0</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>无散水时</td><td>1.0</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>基础</td><td>1.0</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td rowspan="2">绿化</td><td>高大树木</td><td>2.0</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>小型绿化树</td><td>1.0</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td colspan="2">输油管道</td><td></td><td>2.0</td><td></td><td>0.5</td></tr>
<tr><td colspan="2">热力管道</td><td>1.0</td><td>2.0</td><td>0.25</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td colspan="2">排水管道</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>0.15</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td colspan="2">道路边石</td><td>1.0</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td colspan="2">排水沟</td><td>—</td><td>0.8</td><td>—</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td colspan="2">广播线</td><td>—</td><td>0.1</td><td>—</td><td>—</td></tr>
</table>

注:①交越处 2m 内天然(煤)气管道不得有接口,否则电缆及电缆管道应加包封。

②电力电缆加有保护套管时,净距可减至 0.15m。

附录E 通信架空线路与其他设备或建(构)筑物的最小间距

表E 通信架空线路与其他设备或建(构)筑物的最小间距

序号	净距说明		最小净距(m)
1	杆路与油(气)井或地面露天油池的水平间距		20
2	杆路与地下管道的水平距离,杆路与消火栓的水平距离		2.0
3	杆路与火车轨道的水平距离		地面杆高的 $1^{1}/_{3}$
4	杆路与人行道边石的水平距离		0.6
5	导线与建筑物的最小水平距离		2.0
6	最低导线或电缆与最高农作物之间		0.6
7	与线路方向平行时	市内街道	4.5
		市内里弄(胡同)	4.0
		铁路	3.0
		公路	3.0
		土路	3.0
8	任一导线与树枝间	市区树木树枝间最近垂直距离	1.5
		郊区树木树枝间最近垂直距离	1.5
9	跨越河流	通航河流最低电缆或导线与最高洪水时船舶或船帆最高点间距	1.0
		不通航河流最低电缆或导线距最高洪水位	2.0

续表 E

序号	净距说明		最小净距(m)
10	电缆或导线穿越有防雷保护装置的架空电力线路（最高线缆到电力线条）	10kV 以下电力线	2.0
		35kV～110kV 电力线(含 110kV)	3.0
		110kV～220kV 电力线(含 220kV)	4.0
		220kV～330kV 电力线(含 330kV)	5.0
		330kV～500kV 电力线(含 500kV)	8.5
11	电缆或导线穿越无防雷保护装置的架空电力线路（最高线缆到电力线条）	10kV 以下电力线	4.0
		35kV～110kV 电力线(含 110kV)	5.0
		110kV～220kV 电力线(含 220kV)	6.0
12	与带有绝缘层的低压电力线交越时		0.6
13	供电线接户线		0.6①
14	两通信线(或与广播线)交越最近两导线的垂直距离		0.6②
15	电缆或导线与直流电气铁道馈电线交越时		2.0③
16	与电气铁道与电车滑接线交越时		1.25④
17	电缆或导线与霓虹灯及其铁架交越时		1.6
18	跨越房屋时最低电缆或导线距房屋平顶/屋脊		1.5/0.6
19	跨越乡村大道、城市人行道和居民区胡同最低电缆或导线距路面		5.0
20	跨越公路、通卡车的大车路和城市街道最低电缆或导线距路面		5.5
21	跨越铁路最低电缆或导线距轨面		7.5
22	与同杆已有线缆间，线缆到线缆		0.4

注：①供电线为被覆线时，光(电)缆也可以在供电线上方交越。

②两通信线交越时，一级线路应在二级线路上面通过，且交越角不得小于 30°，广播线路为三级线路。

③通信线路与 25kV 交流电气铁道的馈电线不允许跨越，必要时应采用直埋电缆穿过。

④光(电)缆必须在上方交越时，跨越档两侧电杆及吊线安装应做加强保护装置。

本规范用词说明

1　为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1）表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用"必须"，反面词采用"严禁"；

2）表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用"应"，反面词采用"不应"或"不得"；

3）表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用"宜"，反面词采用"不宜"；

4）表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用"可"。

2　条文中指明应按其他有关标准执行的写法为："应符合……的规定"或"应按……执行"。

引用标准名录

《室外给水设计规范》GB 50013
《室外排水设计规范》GB 50014
《建筑设计防火规范》GB 50016
《湿陷性黄土地区建筑规范》GB 50025
《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183
《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264
《油气集输设计规范》GB 50350
《工业企业噪声控制设计规范》GB/T 50087
《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823
《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T 50892
《工业企业设计卫生标准》GBZ 1
《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048
《除油罐设计规范》SY/T 0083
《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》SY/T 0097
《盐渍土地区建筑规范》SY/T 0317
《油田水处理过滤器》SY/T 0523
《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》SY/T 5329
《油田含油污泥处理设计规范》SY/T 6851
《油田采出水生物处理工程设计规范》SY/T 6852
《油田含聚及强腐蚀性采出水处理设计规范》SY/T 6886
《油田采出水注入低渗与特低渗油藏精细处理设计规范》SY/T 7020

中华人民共和国国家标准

油田采出水处理设计规范

GB 50428－2015

条 文 说 明

修订说明

《油田采出水处理设计规范》GB 50428—2015，经住房和城乡建设部2015年12月3日以第1000号公告批准发布。

本规范是在《油田采出水处理设计规范》GB 50428—2007的基础上修订而成的，上一版的主编单位是大庆油田工程有限公司，参编单位是胜利油田胜利工程设计咨询有限责任公司、中油辽河工程有限公司、西安长庆科技工程有限责任公司、新疆时代石油工程有限公司，主要起草人是陈忠喜、王克远、马文铁、杨清民、杨燕平、孙绳昆、潘新建、高潮、赵永军、舒志明、李英媛、程继顺、夏福军、古文革、徐洪君、唐述山、杜树彬、王小林、杜凯秋、任彦中、何玉辉、刘庆峰、张忠、李艳杰、刘洪友、张铁树、何文波、张国兴、于艳梅、王会军、马占全、张荣兰、张晓东、张建、裴红、夏政、周正坤、祝威、洪海、郭志强、高金庆、罗春林。

本规范修订的主要技术内容是：

1. 更新了本规范中所涉及的其他标准规范；
2. 增加了特超稠油采出水除油罐及沉降罐的技术参数；
3. 修订了气浮机（池）相关内容；
4. 修订了过滤器反冲洗参数；
5. 将“8.1.1 采出水的输送应采用管道，严禁采用明沟和带盖板的暗沟。”上升为强制性条文。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定，《油田采出水处理设计规范》编制组按章、节、条顺序编制了本规范的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明，还着重对强制性条文的强制性理由做了解释。但是，本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

目 次

1 总 则 ……………………………………………………………… (51)
2 术 语 ……………………………………………………………… (52)
3 基本规定 ……………………………………………………………… (53)
4 处理站总体设计 ………………………………………………… (56)
4.1 设计规模及水量计算 ………………………………………… (56)
4.2 站址选择 ……………………………………………………… (56)
4.3 站场平面与竖向布置 ………………………………………… (56)
4.4 站内管道布置 ………………………………………………… (57)
4.5 水质稳定 ……………………………………………………… (58)
5 处理构筑物及设备 ……………………………………………… (62)
5.1 调储罐 ………………………………………………………… (62)
5.2 除油罐及沉降罐 ……………………………………………… (62)
5.3 气浮机(池) …………………………………………………… (63)
5.4 水力旋流器 …………………………………………………… (63)
5.5 过滤器 ………………………………………………………… (64)
5.6 污油罐 ………………………………………………………… (66)
5.7 回收水罐(池) ………………………………………………… (66)
5.8 缓冲罐(池) …………………………………………………… (67)
6 排泥水处理及污泥处置 ………………………………………… (68)
6.1 一般规定 ……………………………………………………… (68)
6.2 调节池 ………………………………………………………… (68)
6.3 浓缩罐(池) …………………………………………………… (68)
6.4 脱水 …………………………………………………………… (69)
7 药剂投配与贮存 ………………………………………………… (71)

7.1 药剂投配 …………………………………………… (71)
7.2 药剂贮存 …………………………………………… (72)
8 工艺管道 …………………………………………… (73)
8.1 一般规定 …………………………………………… (73)
8.2 管道水力计算 ……………………………………… (73)
9 泵 房 …………………………………………… (75)
9.1 一般规定 …………………………………………… (75)
9.2 泵房布置 …………………………………………… (76)
10 公用工程 …………………………………………… (77)
10.1 仪表及自动控制 …………………………………… (77)
10.2 供配电 …………………………………………… (77)
10.3 给排水 …………………………………………… (77)
10.4 供热 …………………………………………… (78)
10.5 暖通空调 …………………………………………… (78)
10.6 通信 …………………………………………… (79)
10.7 建筑及结构 ……………………………………… (79)
10.8 道路 …………………………………………… (79)
10.9 防腐及保温 ……………………………………… (80)
附录A 站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小水平间距 …………………………………………… (81)

1 总　　则

1.0.3 油田采出水处理后主要是用于回注到地下油层，其他用途目前主要是指稠油油田采出水处理后用于注汽锅炉给水。当采出水经处理后用于其他用途或排放时，对以原油及悬浮固体为主的预处理(以下简称预处理)系统的设计可参照本规范执行。

1.0.4 由于油田开发的特殊性，出现开发初期水量小的情况，采用掺水或拉运至其他采出水处理站进行处理。

2 术　　语

本章所列术语，其定义及范围，仅适用于本规范。

本章所列术语，大多是参照国家现行标准《石油工程建设基本术语》SY/T 4039 和《给排水设计基本术语标准》GB/T 50125 的名词解释确定的，并结合油田采出水处理生产发展的实际做了适当完善和补充。

2.0.10 采出水处理站外部来水是指原油脱水系统来水、洗井废水回收水、分建采出水深度处理站反冲洗排水回收水等，不包括采出水处理站内部回收水，如反冲洗排水、污泥浓缩清液、污泥脱水机滤液的回收水等。

2.0.14、2.0.15 除油罐和沉降罐是利用介质的密度差进行重力沉降分离的处理构筑物，因此同属一种类型，以去除水中原油为主要目的，习惯上称作“除油罐”。事实上采出水中不仅含有原油，也含有较多的悬浮固体，悬浮固体的去除远比去除原油困难得多，油田注水水质标准对悬浮固体的要求也比对原油的要求更为严格。在沉降分离构筑物中只提出“除油罐”这一术语，不符合采出水处理的实际情况。本规范提出“沉降罐”这一术语，是为了适应油田采出水处理技术发展的要求，本可代替“除油罐”这一术语，但考虑到“除油罐”这一术语在油田使用多年，在采用两级沉降分离构筑物的处理流程中，第一级往往是主要去除水中原油，所以还有其存在的价值。本规范保留“除油罐”这一术语，并对该术语进行重新定义。

除油罐或沉降罐有立式和卧式两类，卧式多为压力式。

2.0.17 回收水罐（池）主要是接收储存过滤器反冲洗排水的构筑物，也接收储存其他构筑物能够进入的自流排水，如检修时构筑物的放空排水等。

3 基本规定

3.0.1 采出水处理工程是油田地面建设不可缺少的组成部分。因此采出水处理工程建设规模必须与原油脱水工程相适应。建设规模适应期宜为10年以上是根据现行行业标准《油田地面工程建设规划设计规范》SY/T 0049的规定制定的，并与现行国家标准《油气集输设计规范》GB 50350相一致。

3.0.3 本条是根据现行国家标准《油气集输设计规范》GB 50350规定的。在大庆油田，由于三元复合驱采出水含有聚合物，三元复合驱采出水处理站原水含油量按照聚合物驱采出水处理站的标准执行。

3.0.5 本条规定主要是为了减少采出水的乳化程度，并节省动力。洗井废水的杂质含量很高，直接输入流程会对采出水处理系统的冲击太大，影响净化水的水质，所以洗井废水宜设置适当的预处理设施，经预处理后输至调储罐或除油罐（或沉降罐）前。

3.0.6 油田采出水原水供给一般是不均衡的，主要表现在水量（水量时变化系数大于1.15）或水质的较大波动上，经常造成采出水处理站水质达标困难，通过调节原水水量或水质的波动，使之平稳进入后续处理构筑物，不仅可以减小采出水处理站建设工程量，还能提高处理后水质的合格率。

3.0.7 本条规定主要是为了可以准确地了解采出水处理站的实际运行情况，进而评价处理工艺的运行效果，为生产管理提供便利。

3.0.8 采用现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183的规定："沉降罐顶部积油厚度不应超过0.8m"。

3.0.11 流程的灵活性将给生产管理带来很大的方便，因此在工

程设计中采取一定的措施是必要的。

1 对处理量小、采出水全部水量能调至邻近站或本站内设置有事故罐(池),在构筑物检修时全站停产或部分停产,避免污水外排污染环境,此时可设1座。

2 在检修动火时,油田曾多次发生过由于隔断措施不利,造成沉降罐或除油罐着火、伤人事故。由于经过一段时间的使用,部分阀门关闭不严,关闭构筑物上的有关阀门起不到隔断作用。现行检修隔断措施大多采用在构筑物进口、出口管道和溢流管道上加盲板的做法。

3 站与站之间的原水用管道连通,可以调节处理站之间的水量不平衡。同时一旦某站发生事故或维修,采出水原水可部分或全部调至其他站处理,做到不外排,不污染环境。

3.0.12 采出水处理站易产生污泥的构筑物有调储罐、沉降罐、除油罐、气浮机(池)、回收水罐(池)等。

污泥对采出水处理系统的危害很大,如果不排泥,会恶化水质,降低处理效率,净化水中悬浮固体含量很难达到注水水质标准。

3.0.13 采出水用于回注的处理工艺,主要是指将原水经处理后达到油田注水水质标准的构筑物及其系统,根据回注油层的渗透率不同,所采用的沉降及过滤级数也不同。油田常用的沉降或离心分离构筑物有沉降罐、除油罐、气浮机(池)等,过滤构筑物有石英砂过滤器、多层滤料过滤器(石英砂磁铁矿双层滤料过滤器、海绿石磁铁矿双层滤料过滤器等)、核桃壳过滤器、改性纤维球(纤维束)过滤器等。

3.0.14 低产油田一般指:油层平均空气渗透率低于50×10^{-3} μm^2、平均单井产量低于10t/d的油田;产能建设规模小于30×10^4t/a的油田。

低产油田一般均实行滚动开发,其工程适应期比一般油田短,大部分油田的产能建设工程不到5年就要调整改造。因此需要简

化工艺、缩短流程，以降低工程投资和生产成本。

3.0.15 本条是针对国内沙漠油田的气候、环境、管理等特点，结合国内沙漠油田的运行经验制定的。

3.0.16 本条是对稠油油田采出水处理的规定。

1 稠油（包括特稠油和超稠油）油田的开发，一般采用蒸汽吞吐或蒸汽驱方式开采，稠油采出液一般采用热化学重力沉降脱水工艺，因此采出水处理站原水温度较高（稠油脱出水温度在50℃～65℃之间，特稠油和超稠油脱出水温度在70℃～90℃之间），具有较高的热能利用价值。另外注汽锅炉用水量很大，国内外已有成熟的采出水注汽锅炉给水处理工艺。因此，稠油采出水优先用于注汽锅炉给水，不但可以实现稠油采出水的循环使用，还可以充分利用稠油采出水的热能，节约注汽锅炉燃料消耗。

2 稠油特别是特稠油和超稠油，黏度和密度很大，油水密度差很小，乳化严重，污油粘在处理设备和管道内壁上很难脱落，所以在选择处理工艺和设备时要充分注意，特别是污油的收集，要有行之有效的解决办法。

4 由于稠油采出水处理系统分离出的污油含杂质较多，如果直接回到原油脱水系统，对原油脱水系统的正常运行影响较大。

3.0.17 滩海陆采油田由于地处滩海区域，所处的自然环境比较恶劣，例如空气湿度大、含盐量高、腐蚀性强，风大，易受海浪影响，人员逃生困难。所以为保证安全生产，站内需配备一定数量的救生设备，如救生圈、救生衣等，配备数量可以参考现行行业标准《滩海陆岸石油作业安全规程》SY 6634；同时对设备、阀门、管件、仪表及各种材料提出适应恶劣环境的要求，即在使用中无安全隐患，保证适当的使用寿命。由于滩海陆采油田采出水处理站标准较陆上油田高、投资大，为节省投资，提出尽量依托陆上油田已有设施的要求。

4 处理站总体设计

4.1 设计规模及水量计算

4.1.2 Q_4中不包含回收的场区初期雨水量。

4.1.3 根据式(4.1.3),n值越大,Q_x越小,参与运行的构筑物增加的水量越少,连通管道管径的增加量越小,水质达标保证率越高,但工程投资增加越多,需要经过技术经济比较确定。

主要处理构筑物其中一个(或一组)停产时继续运行的同类处理构筑物应通过的水量,为采出水处理站设计计算水量减去脱水系统向其他采出水处理站调出的水量。

4.2 站址选择

4.2.1 站址的选择,在整个设计中是一个重要的环节,如果站址选择不当,将会造成生产运行长期不合理。

4.2.4 采出水处理站与原油脱水站或注水站联合建设,组成联合站,是各油田普遍采用的一种布站方式。其优点是工艺衔接紧凑,生产管理集中,公用设施共用,从而节省投资,节约能源,减少占地。

4.3 站场平面与竖向布置

4.3.2 本条土地利用系数是根据现行行业标准《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048的规定确定的。

4.3.3 为了减少占地,降低投资,集中处理站的布置也可打破专业界限,对同类设备进行联合布置,如采出水处理工艺中的污油罐可以同脱水工艺中的事故油罐布置在同一个防火堤内。

4.3.4 靠近站内主要用电负荷可节省电缆,减少功率损耗。站场内

的变电室布置在场区一侧，可以减少站场用地，并有利于安全生产。

4.3.6 设置围墙是为了保证生产安全和便于生产管理。围墙的高度2.2m是一般站场的常用值，对于有特殊要求的地区，根据实际情况加高或降低围墙高度。

4.3.7 有组织的排水方式主要有明沟和暗沟(管)。明沟排水卫生条件差、占地多，但投资省，易于清扫维修。暗沟(管)则相反，其投资大，但清扫维修次数少，比较卫生、美观，占地少，便于穿越通行。对于年降雨量小于200mm的干旱地区，降水很快蒸发或渗入地下，因而不需要设地面排水系统。

4.3.8 本条是对地质条件特殊地区的规定。

1 湿陷性黄土：主要特点是大孔隙、湿陷，竖向设计时防止湿陷的主要办法是保持必须的地面坡度，不使场地积水。

2 岩石地基地区：尽量减少挖方，以降低工程难度。软土地区：沿江、河、湖、海等水边围堤建设的站场，地基多为淤泥质沉积黏土，压缩性高，含水量大，该地区的蒸发量往往大于降水量，表层土比下层强度高，不宜挖方。地下水位高的地区，挖方会造成基础防水费用增加，对地下构筑物不利，需要加大基础的重量以克服浮力。

3 盐渍土地区：盐渍土在干燥状态下为强度比较高的结晶体，遇水时盐晶溶解，强度很低，压缩性强，吸水后，由于地表蒸发快，常有一层盐霜或盐壳，厚度在几厘米到几十厘米不等；盐渍土在吸水前后的工程性质差别大，缺乏稳定性；盐渍土对混凝土和金属材料具有腐蚀性，在地下水作用下易腐蚀地基。

4.3.9 采出水处理站是油田生产的重要组成部分，其防洪设计与现行国家标准《油气集输设计规范》GB 50350保持一致。

4.3.11 充分利用地形的目的是为了降低能耗、节省投资。

4.4 站内管道布置

4.4.2 站内管道的敷设一般有三种形式：埋地、地上(架空或管墩)及管沟，采用何种敷设方式，应根据条文中提出的因素综合比

较后确定。

如果场区地下水位较高（随季节波动），管道埋地将使金属管道经常处于地下水的浸泡之中，增加管道外腐蚀机会和程度。施工时也需采取降水措施，增加施工费用。

管道埋地敷设需开挖沟槽，如工程地质条件差，为防止沟槽壁塌方，需放坡扩大开挖面，增加场区面积，增加工程投资。

“水力高程”是指各构筑物（罐或池）的设计自由水面或测压管（对压力构筑物而言）水面标高，组成工艺流程的一些构筑物，如调储罐、沉降罐、气浮机（池）、污油罐、回收水罐（池）、缓冲罐（池）等，是采用罐还是采用池（一般为地下式或半地下式），水力高程条件如何，直接影响管道敷设方式。地上钢制矩形池或混凝土池将因受力条件不利，而增加工程投资。

地上管道维护管理比埋地管道方便。

4.4.5 本条是对地上管道安装高度的要求。

1 规定架空管道管底标高不宜小于2.2m是考虑操作人员便于通行，管墩敷设时管底距离地面高度不宜小于0.3m是考虑维修方便。

2 当管廊带下面有泵或设备时，主要是考虑便于操作，管底距地面高度一般不小于3.5m。但在管廊带下部的设备较高时，视具体情况而定，以满足设备检修及日常操作为准。

4.4.6 道路垂直净距不宜低于5.5m，是考虑大型消防车通过以及处理站内大型设备（如滤罐）整体运输的需要。有大件运输要求的道路，其垂直间距应为车辆装载大件设备后的最大高度另加安全高度。安全高度要视物件放置的稳定程度、行驶车辆的悬挂装置等确定。现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22规定的安全高度为0.5m～1.0m。

4.5 水质稳定

4.5.1 对于高矿化度的采出水，氧是造成腐蚀的一个重要因素。

氧会急剧加速腐蚀，在有硫化氢存在的采出水系统中，氧又加剧了硫化物引起的腐蚀。氧是极强的阴极去极剂，这使阳极的铁失去电子变成Fe^{2+}，与OH^-结合而成为$Fe(OH)_2$，并在其他因素的协同作用下造成较强的氧浓差电池腐蚀。由金属腐蚀理论可知，随着采出水pH值的降低，水中氢离子浓度的增加，金属腐蚀过程中氢离子去极化的阴极反应增强，使碳钢表面生成对氧化性保护膜的倾向减小，故使水体对碳钢的腐蚀性随其pH值的降低而增加。

据资料介绍，在高矿化度的采出水中，如果溶解氧从0.02mg/L增加到0.065mg/L，其腐蚀速度增加5倍；如果达到1.90mg/L，其腐蚀速度则增加20倍。

如中原油田采出水，矿化度9×10^4mg/L～14×10^4mg/L，pH值5.5～6.0，同时含有CO_2和H_2S等气体，在流程未密闭之前，腐蚀情况十分严重，均匀腐蚀率一般在0.5mm/a～0.762mm/a，点蚀率高达5.6mm/a。文一联采出水处理站投产8个月，缓冲罐及工艺管道即出现穿孔，有的部位重复穿孔，最严重的一周穿孔三次，最大穿孔面积$2cm^2$。注水泵叶轮使用最短的时间为15d，一年换一次泵。该站1979年建设，在1985年拆除。

胜利油田也属高矿化度水，因溶解氧的存在导致腐蚀很严重，辛一联投产后6个月，站内管线开始穿孔，以后平均每10d穿孔1次，污水泵运行3个月，叶轮、口环等就腐蚀得残缺不全。

1982年，中原油田用天然气对文一联采出水处理站的开式构筑物进行密闭隔氧，取得了比较理想的效果。密闭后，沉降罐出水的溶解氧含量由密闭前的2mg/L～4mg/L降至0.05mg/L以下，滤后水溶解氧降至0～0.03mg/L，滤后挂片腐蚀率由原来的0.5mm/a～0.762mm/a下降至0.125mm/a。

4.5.2 本条是对采用密闭处理流程的规定。

1 采用天然气密闭系统，曾在油田发生过安全问题。自力式调节阀调压系统排放的天然气会污染环境，同时可能引发安全问题。因此本规范推荐优先采用氮气作为密闭气体。采用天然气密

闭时宜用干气，在北方天然气管道如果有水，易冻结，给密闭工作带来影响，严重时可能引发事故。

2 流程密闭，不是简单地在常压罐内的液面上通入气体，而是要求气体隔层必须随液位变化而变化，以保持规定的压力范围。常压罐顶的设计压力一般为－490.5Pa～1962Pa（－50mmH_2O～200mmH_2O）。另一类调压是采用低压气柜。调压阀调压的优点是设备仪表少，气体管径小，工艺简单；缺点是向大气排放气体，安全性能差。低压气柜与密闭常压罐气相空间连通，由其补气和接受排气。低压气柜调压系统优点是不向系统外排气，安全性高，不污染环境；缺点是气柜加工精度高，投资高。总之，选用何种调压方式，应根据实际情况，经过安全、技术、经济比较确定。

3 气体置换孔与顶部密闭气源进口对称布置，是为了尽可能彻底置换空气。

4 本款为强制性条款。在正常生产运行过程中，密闭的常压罐与大气相通的管道，如溢流管道和排油管道等设置水封，是为了保证系统正常密闭，避免气相空间气体泄漏，影响正常生产或发生事故。

5 管道不能积水，主要是从安全的角度考虑。特别是寒冷地区，管道内积水结冰，可能引发恶性事故。

6 由于密闭罐内压力波动，密闭罐内需要补气或排气。密闭罐内压力的波动原因有以下几种：

(1)罐中采出水的进入或排出；

(2)由于环境温度、压力变化，罐本身产生的呼吸现象；

(3)外部发生火灾时，罐吸热，造成罐内气压变化；

(4)其他引起罐内压力变化的因素。

7 密闭系统对于处理过程的自动保护意义十分重要，在生产过程中，一旦工艺参数异常，就可能发生重大恶性事故。当缓冲罐内液位过低时，水泵可能吸入天然气，发生爆炸危险，因此，要有一整套完善的信号联锁自动保护系统。

4.5.3 由于油层对注入水的排异性，注水势必对油层造成一定程度的损害，其常见类型有速敏、水敏、盐敏、酸敏、碱敏等。由于pH值低而引起严重腐蚀时，投加碱性药剂调高pH值，可能会导致油层碱敏性伤害。碱敏性伤害机理主要是指碱性工作液进入储层后与储层岩石或储层液体接触，诱发黏土微结构失稳，有助于分散、运移发生；其次是OH^-所带来的沉淀，造成渗透率下降损害地层。所以要求采用调节pH值工艺时应首先对注入区块地层做岩心碱敏性试验，确定注入水临界pH值，以降低对油层的伤害。

加碱性药剂提高pH值的主要目的是减缓腐蚀、沉淀盐垢、净化水质；其次是改变水质环境，有利于抑制细菌的繁殖，该方法与采出水药剂软化处理工艺相近，但并非希望盐垢更多的析出，因为Ca^{2+}、Mg^{2+}在采出水中，并不阻碍回注，但是与CO_3^{2-}、OH^-生成沉淀物会增加排污量和污泥处置的困难。大量污泥出现，又无妥善处置污泥的办法，会对周围环境产生二次污染。所以要求筛选出的pH值调节药剂需与混凝剂、絮凝剂配伍性能好，产生的沉淀物量最少，易投加。

5 处理构筑物及设备

5.1 调 储 罐

5.1.1 水量变化是由脱水系统水量变化引起的。积累已建站脱水系统来水水量变化资料绘出时变化曲线,选取具有代表性的变化曲线(调储罐出水为一日内的平均小时流量)为计算提供依据。各油田采出水处理站设计多年积累的经验数据为 2h～4h,此经验数据可供缺少实测资料时选取。

5.1.3 采出水在调储罐内有效停留时间一般为 2h～4h,原油会在罐内顶部累积,因此应定期收油,设加热设施可以保持原油冬季良好的流动性,便于收油。同时调储罐底部污泥需定期排出,防止污泥占用调储容积及恶化水质。

5.2 除油罐及沉降罐

5.2.1 本条给出常压立式沉降罐及除油罐的设计参数参考值,其中,水驱采出水技术参数是根据胜利油田、辽河油田、大庆油田等油田多年应用经验及效果而确定的,聚合物驱采出水技术参数是根据大庆油田采出水处理站应用经验及效果确定的,稠油采出水技术参数是根据辽河、新疆油田采出水处理站应用经验及效果确定的,特超稠油采出水技术参数是根据辽河曙一区、新疆风城油田采出水处理站应用经验及使用效果确定的。

5.2.7 目前常用的排泥技术主要有静压穿孔管、负压吸泥盘和刮、吸泥机等,各种排泥方式有不同的适用条件和特点。

5.2.9 表 5.2.9 的技术参数是参照《给水排水设计手册(第 3 册)》编写的。

5.3 气浮机(池)

5.3.1 气浮机是利用向水中均匀加入微小气泡携带原油及悬浮固体细小颗粒加快上浮速度的原理实现油、水和悬浮固体快速分离的设备，对原油及悬浮固体颗粒小、乳化程度高及油水密度差小的采出水处理较其他沉降分离构筑物具有明显的优势。

5.3.2 气浮机有多种类型，主要区别在于加气、布气方式不同而导致结构、加气、布气系统各异，产生的气泡颗粒直径及均匀性有差别，能耗、管理及维护方便与否也不同。

气浮机(池)的气源有空气、氮气等。高矿化度污水中含有溶解氧而导致严重腐蚀时，不宜用空气做气源；用氮气作气源，系统投资较高。

5.3.4 不用药剂或药剂选用不当，气浮的除油效率很低(根据大庆油田的经验，不加药剂，气浮的除油效率只有 20%～30%；而使用高效适用药剂，可使气浮的除油效率达到 90%以上)。

5.3.5 根据各油田多年实际经验，气浮机(池)由于停留时间短，缓冲容积小，抗冲击性负荷的能力较差，因此在气浮前，宜设置调储罐或除油罐。根据国内外油田多年应用经验，气浮选机适宜于含油量小于 300mg/L 且原油颗粒直径小的采出水处理。

5.3.9 本条中室内安装的气浮机，是指非天然气气源的气浮机。

5.4 水力旋流器

5.4.2 水力旋流器于 20 世纪 80 年代中期面世，与除油罐相比，在相同处理量的条件下，其优点为占地面积小，重量轻，流程简短，易于密闭；缺点为原水乳化程度高时处理效果差，能耗高，对悬浮固体去除效果差。

采出水水质特性直接影响到旋流器的处理效果，因此在采用旋流器处理采出水时，先进行采出水水质特性试验，然后在试验的基础上确定旋流管的结构和单根处理量，最后确定单台旋流器的

处理量及适应处理水量变化的组合方式。

5.4.4 本条对升压泵类型的推荐是为了避免对采出水的激烈搅拌而导致油滴破碎，增加分离难度。

5.5 过 滤 器

5.5.1 油田采出水处理中采用的过滤器类型较多，根据承压能力的不同，可分为重力式过滤器、压力式过滤器；按填装的滤料分，有单层滤料过滤器、双层滤料过滤器（石英砂＋磁铁矿或海绿石＋磁铁矿）、多层滤料过滤器（无烟煤＋石英砂＋磁铁矿）、核桃壳过滤器和改性纤维球（纤维束）过滤器等。重力式过滤器（如单阀滤罐）单台处理量大，同等设计规模的采出水处理站，使用台数少，适合设计规模大的处理站使用；与除油罐（或沉降罐）配合使用，可利用位差进行重力过滤，节能，不增加采出水的乳化程度，但对含聚合物或胶质含量高的采出水，由于工作水头和反冲洗水头低，工作周期短，不适合采用。

压力式过滤器由于过滤及反冲洗时采用泵增压，工作水头及反冲洗水头高，对含聚合物的采出水处理适应能力强，近年大庆油田的含聚污水处理站，已建重力式过滤器已改为压力式过滤器。但受罐直径限制（d_{max}＝4.0m），同等规模的处理站与重力过滤器相比台数多，投资高，适用于规模较小的处理站选用。填装各种不同滤料的过滤器各有特点，各油田已有丰富的使用经验。

5.5.3 过滤器的设计滤速是按一台过滤器反冲洗或检修时，其余过滤器承担全部水量的情况确定的。

5.5.4 改性纤维球（纤维束）过滤器在开始过滤时必须压紧，表中所列滤速为压紧后正常过滤的滤速。

5.5.5 采出水的特点是水中含油量较大，滤层截留的污物中，原油占很大的比例。原油与滤料颗粒之间结合较“紧密”，用具有一定温度的净化水冲洗，才能保证滤层的反洗效果。同时，利用水、气联合反冲洗，效果明显优于单一水洗。

对含聚合物的采出水处理滤料采用正常水冲洗的方式难以洗净，用定期投加滤料清洗剂的方式，可以改善滤料清洗效果。

5.5.6 采用变强度反冲洗是为了避免初始反冲洗强度过大，滤料层整体上移，造成内部结构损坏、跑料。改性纤维束过滤器水反冲洗强度是根据新疆油田多年现场使用经验及设备厂家试验数据确定的。

根据大庆油田应用经验，气水反冲洗再生工艺采用单罐进气、先气后水方式，具体过程是先采用小强度进气一段时间用于排顶部水，再用正常强度气洗，最后用水洗。

5.5.7 常用滤料应符合国家现行标准《水处理用滤料》CJ/T 43及当地油田制定的相应标准。

水处理常用滤料主要有无烟煤、石英砂、磁铁矿、核桃壳等，其中无烟煤、石英砂、磁铁矿应符合国家现行标准 CJ/T 43 的要求，核桃壳滤料可参考大庆油田的企业标准，见表 1。

表 1 大庆油田核桃壳滤料的参数及指标

序号	参　数	指　标
1	含泥量	≤2%
2	盐酸可溶率	≤3.5%
3	皮壳率	≤0.3%
4	破碎率＋磨损率	≤3%
5	杂质率	≤0.3%
6	密度	≥1.25g/cm^3
7	小于指定下限粒径颗粒含量＋大于指定上限粒径颗粒含量	≤5%

5.5.9 大阻力配水系统和小阻力配水系统的配水、集水均匀性均较好，但大阻力配水系统反冲洗水头损失大，动力消耗大，不适于冲洗水头有限的重力式过滤器，否则需设冲洗水塔或高架水箱，因此本条推荐重力式过滤器采用小阻力配水系统。

油田常用的压力过滤器采用大阻力配水系统，泵加压反冲洗，能保证滤料的反冲洗效果，尤其是对含有聚合物(PAM)或胶质、沥青质含量较多的采出水(对滤料的污染较为严重)适用，因此本条推荐压力式过滤器采用大阻力配水系统。

5.6 污 油 罐

5.6.2 污油罐内设置加热设施，罐体设置保温，都是为了保证污油的良好流动性，使油泵正常工作。污油罐底部设排水管，是为了放掉罐内下部的底水，尽量保证油泵少输水，减少对脱水器的冲击。设置排水看窗，可观测和检查放水的情况。

5.6.3 本条规定中所给出的是污油罐保温所需热量的计算公式。如果对罐内污油加热时，所需热量的计算公式参考《油田油气集输设计技术手册》的有关章节。

5.6.4 通过泵将污油罐中含有大量污水的污油，输送至原油脱水站进站阀组，与采出液相混合，进行重新处理。连续均匀输送是为了不对原油脱水系统产生冲击。

5.6.5 根据现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183的规定："容积小于或等于 $200m^3$，并且单独布置的污油罐，可不设防火堤"，同时根据规定，容积不大于 $200m^3$ 的立式油罐可采用移动式泡沫灭火系统，单罐容量不大于 $500m^3$ 的固定顶油罐可设置移动式消防冷却水系统，所以推荐污油罐容积不大于 $200m^3$，可降低工程投资。污油罐进罐管道设通污油泵进口的旁路管道，是防止采出水处理站在污油罐检修时影响正常生产。

5.7 回收水罐(池)

5.7.1 选择合理的过滤器反冲洗机制，能够节省回收水罐(池)的容积。如：将过滤器反冲洗分批次进行，每个批次冲洗过滤器的台数相同，反冲洗排水量按最大批次排水量计算；过滤器反冲洗最大批次排水期间，回收水泵同时运行，回收水罐(池)的有效容积计算

时扣除回收水泵在该期间回收的水量。

5.7.2 本条主要是从回收水池清泥、回收水罐排泥及检修的角度考虑。

5.7.3 压力过滤流程采用回收水罐与采用回收水池相比，可节约占地，节省工程投资。

5.7.4 当反冲洗排水水质好时（与原水水质接近）可进入回收水罐（池）直接回收；当反冲洗排水水质比较差时，如三元复合驱采出水处理站的反冲洗排水，可进入排泥水系统与排泥水一并处理，处理后的水质优于或接近原水时再回收，这样做有效地避免了水质恶性循环。

5.7.6 污水回收宜均匀连续输至调储罐或除油罐前，避免对主流程形成较大的水量水质冲击。

5.8 缓冲罐（池）

5.8.2 本条是考虑当需要检修和清洗时可分别进行，不致造成全站停产。

5.8.3 当滤后水缓冲罐（池）兼作反冲洗水储水罐（池）时，罐（池）的容积较大，水在罐（池）中的停留时间较长，在北方高寒地区，冬季环境气温较低，水温下降较快，为保证反冲洗效果可考虑作保温。

5.8.4 缓冲罐（池）运行一段时间，其上部积有一定厚度的原油，设计时宜设收油设施。视罐（池）内水温、油品性质情况，可设置简易收油设施（如溢流管收油等），不定期收集。

6　排泥水处理及污泥处置

6.1　一般规定

6.1.3　排泥水处理过程中分离出的清液宜均匀连续回收，避免对主流程产生冲击影响水质。如回收的清液水质较差时，也可排入排泥水调节罐(池)与其他排泥水一起处理。

6.1.5　当采出水处理站构筑物排泥平均含固率大于2%时，一般能满足大多数脱水机械的最低进机浓度的要求，因此可不设浓缩工序。

6.2　调　节　池

6.2.1　调节池与回收水池合建时，反冲洗排水水量大、持续时间长，其他构筑物排泥时，与反冲洗排水在时间上会重叠；调节池单独建设时，构筑物排泥时间可以不重叠，因此可以只考虑排泥水量最大的构筑物的一次排泥水量。

6.2.2　设扰流设施的目的是防止污泥在池中沉积。

6.3　浓缩罐(池)

6.3.1　目前，在排泥水处理中，大多数采用重力式浓缩罐(池)。重力式浓缩罐(池)的优点是运行费用低，管理较方便；另外由于池容大，对负荷的变化，特别是对冲击负荷有一定的缓冲能力。如果采用其他浓缩方式，如离心浓缩，失去了容积对负荷变化的缓冲能力，负荷增大，就会显出脱水机能力的不足，给运行管理带来一定困难。目前，国内外重力沉降浓缩罐(池)用得最多。国内重力浓缩罐(池)另一种形式斜板浓缩池罐(池)也开始使用。

6.3.2　每一种类型脱水机械对进机浓度都有一定的要求，低于这

一浓度，脱水机不能适应，例如：板框压滤机进机浓度可要求低一些，但一般不能低于 2%。

6.3.3 浓缩罐（池）面积一般按通过单位面积上的固体量即固体通量确定。但在入流泥水浓度太低时，还要用液面负荷进行校核，以满足污泥沉降的要求。

污泥停留时间一般不小于 24h，这里所指的停留时间不是水力停留时间，而实际上是污泥浓缩时间。大部分水完成沉淀过程后，上清液从溢流堰流走，上清液停留时间远比底流污泥停留时间短。由于排泥水从入流到底泥排出，浓度变化很大，例如，排泥水入流浓度为含水率 99.9%，经浓缩后底泥含水率达 97%。这部分泥的体积变化很大，因此，污泥停留时间的计算比较复杂，需通过沉淀浓缩试验确定。一般来说，满足固体通量要求，且罐（池）边水深有 3.5m～4.5m，则其污泥停留时间能达到不小于 24h。

对于斜板（斜管）浓缩罐（池）固体负荷、液面负荷，由于与排泥水性质、斜板（斜管）形式有关，各地所采用的数据相差较大，因此，宜通过小型试验，或者按相似排泥水、同类型斜板数据确定。

6.4 脱　　水

6.4.1 脱水机械的选型既要适应前一道工序排泥水浓缩后的特性，又要满足下一道工序污泥处置的要求，由于每一种类型的脱水机械对进水浓度都有一定的要求，低于这一浓度，脱水机不能适应，同时要考虑所含原油对脱水率的影响，因此，前道浓缩工序的泥水含水率是脱水机械选型的重要因素。例如，浓缩后泥水含固率仅为 2%，且所含原油对滤网透水性的影响较小时，则宜选择压滤机，否则宜选用离心机，同时脱水设备应设有冲洗措施。另外，后道处理工序也影响机型选择。例如，污泥拉运集中处置时尽可能使其含水率低。

6.4.2 脱水机的正常运行时间按每台脱水机单位时间所能处理的干泥量（即脱水机的产率）及每日运行班次确定，可按每日 1

班～2 班考虑。

6.4.4 脱水机滤液和脱水机冲洗废水中污油和悬浮物含量较高不宜直接回收。

7 药剂投配与贮存

7.1 药剂投配

7.1.1 采出水处理站应用的药剂种类比较多，常用的有絮凝剂、浮选剂、杀菌剂、缓蚀阻垢剂、滤料清洗剂、污泥调质剂、pH 值调节剂等。

7.1.2 在采出水处理站中投加 2 种或 2 种以上药剂时，需要进行药剂之间的配伍性试验，防止药剂之间的相互反应，而影响药剂的水处理效果。

7.1.3 同一类药剂有多个品种，药剂的品种直接影响采出水处理效果，而其投加量还关系到采出水处理站的运行费用。药剂混合方式常用的有管道混合器混合、泵混合等，反应方式有旋流反应、机械搅拌反应、管道反应等。

7.1.4 其他搅拌方式，如水力搅拌一般用在药剂投加量小的场合。

7.1.5 因每种药剂的投加量、配制浓度以及药剂贮罐的容积及台数、固体药剂溶解速度有差异，故配药次数是不相同的，但考虑到操作人员劳动强度及管理等因素，规定每日药剂配制次数不宜超过 3 次。

7.1.6 近年来药剂投加多采用加药装置（泵、溶药罐、控制柜等放在同一个橇上），占地省，管理方便。隔膜计量泵除具有普通柱塞计量泵的优点外，还有更强的耐腐蚀性及耐用性。

7.1.7 采出水处理中投加的各种药剂，投加位置对处理效果有很大影响，各油田应通过试验确定，本条中给出的投药点位置是根据各油田多年经验确定的。

7.1.8 本条是指同一药剂，投加到不同的水处理构筑物上时分别

设置计量设施，如：一台加药装置可设两台计量泵，也可以在一台加药装置出口的两个分支分别设流量计。

7.1.9 酸一般具有很强的挥发性和刺激味，其挥发的气体具有较强的腐蚀性，因此密闭贮存和密闭投加。

7.2 药剂贮存

7.2.2 一些液体药剂长期贮存容易失效、变质，因此对药剂用量作了规定。

8 工艺管道

8.1 一般规定

8.1.1 本条为强制性条文。油田采出水中含有原油及挥发性的易燃易爆气体，从安全的角度出发作出规定。

8.1.2 采出水处理站的工艺管道，大部分油田采用的是内外防腐的钢质管道。水质腐蚀性强的油田部分采用玻璃钢管、CPVC 化工管或柔性复合管等非金属管道。钢质管道内防腐的施工难度大，若内防腐质量不好，易造成净化水输送过程中的二次污染或管线破损严重。玻璃钢管、CPVC 化工管或柔性复合管等非金属管道具有优良的耐腐蚀性能，胜利油田、中原油田、大庆油田、塔里木油田、长庆油田等油田已大量使用，效果很好。对玻璃钢管、CPVC 化工管而言，由于站内管件多，接口多，事故时生产单位无法维修，只能依靠制造厂家，修复速度较慢，且上述管材工程造价也较钢管稍高。

8.1.3 本条为强制性条文。采出水处理站工艺管道与生活饮用水管道连通，会污染饮用水系统。

8.1.6 本条为强制性条文。含有原油的水的来源主要有泵盘根漏水、化验室排水等，这些水因为含有原油，排入生活排水管道，将会造成排水系统堵塞或可燃气体的富集产生安全隐患。

8.1.8 本条规定是为了防止重型车辆通过时损坏工艺管道。

8.2 管道水力计算

8.2.2 本条是关于管道沿程水头损失计算的规定。

由于油田采出水含有的原油、胶质、悬浮固体等各种组分易在管道内壁附着，因此采用以旧钢管和旧铸铁管为研究对象的舍维

列夫水力计算公式更为适用，国内各油田采出水（包括原油集输）水力计算一直沿用此公式进行计算，并考虑增加一定的裕量，较好地满足了工程设计的要求。

8.2.3 本条是关于管道局部水头损失计算的规定。

采出水处理站内管道长度较短，沿程水头损失小，但是弯头、三通、四通等管件很多，局部水头损失远大于沿程水头损失，重力式处理构筑物（如沉降罐、除油罐等）内更是如此，不可以忽视。

8.2.4 各油田对采出水输送管道都是按给水管道进行水力计算的，并且考虑到采出水含油、结垢等因素的影响。这种影响反映出的水头增加以多少为合理，无法作统一规定，按大庆油田设计经验，宜增加10％～20％，各油田可根据自己的实际情况确定。

8.2.5 采出水处理站中污油管道与原油集输管道性质基本相同，沿程阻力可按现行国家标准《油气集输设计规范》GB 50350中原油集输管道计算。

8.2.6 为防止污泥在管中淤积，规定压力输泥管最小设计流速。

本条数据引自现行国家标准《室外排水设计规范》GB 50014。

8.2.8 本条参照现行行业标准《石油化工污水处理设计规范》SH 3095制订。

9 泵　房

9.1 一般规定

9.1.1 采出水处理站的工作水泵，根据工艺要求不同分为原水升压泵、滤前水升压泵、净化水外输泵以及反冲洗水泵、回收水泵、污油泵等，根据用途不同分别选用。

油田采出水随原油产量及含水率上升而逐渐增加，原水升压泵、滤前水升压泵、净化水外输泵等可以采用增加泵台数或大小泵搭配的方式适应水量的递增，使水泵在高效区工作。在可能的情况下，为方便管理和减少检修用的备件，选用水泵的型号不宜过多。

9.1.2 当水泵运行工况改变时，水泵的效率往往会降低，故当水量变化较大时，为减少水泵台数或型号，采用改变水泵运行特性的方法，使水泵机组运行在高效范围。

9.1.4 国内油田多处在平原地区，尚未发生水锤事故的实例。国内供水行业根据调查，近年来由于停泵水锤或关阀水锤导致阀门破裂、泵房淹没、输水管破裂的事故时有发生。国内外在消除水锤措施方面有不少的成功经验。常规做法是根据水锤模拟计算结果对水泵出水阀门进行分阶段关闭以减小停泵水锤，并根据需要，在输水管道的适当位置设置补水、排气、补气等设施，以期消除弥合水锤。

泵房设计时，输水管路地形高差较大或向位于高处的站场输水时，对有可能产生水锤危害的泵房宜进行停泵水锤计算：①求出水泵机组在水轮机工况下的最大反转数，判断水泵叶轮及电机转子承受离心应力的机械强度是否足够，并要求离心泵的最大反转速度不超过额定转速的 1.2 倍；②求出泵壳内部及管路沿线的最

大正压值，判断发生停泵水锤时有无爆裂管道及损害水泵的危险性，要求最高压力不应超过水泵额定压力的1.3倍～1.5倍；③求出泵壳内部及管道沿线的最大负压值，判断有无可能形成水柱分离，造成断流水锤等严重事故。

9.1.5 负压吸水时，水泵如采用合并吸水管，运行的安全性差，一旦漏气将影响与吸水管连接的各台水泵的正常运行。

9.1.8 根据技术经济因素的考虑，规定水泵吸水管及出水管的流速范围。

9.2 泵房布置

9.2.2 本条文是参照现行国家标准《室外排水设计规范》GB 50014制订的。

9.2.5 泵房通往室外的门的个数根据相关防火规范的要求确定。

10 公用工程

10.1 仪表及自动控制

10.1.2 本条中的所有检测控制内容均为远传到控制室显示和控制的工艺参数，不包括就地显示参数。

10.1.3 操作独立性强的橇块是指相对独立的生产装置，自身联锁保护较多，采用PLC、RTU可提高生产安全可靠性。与站控系统通信，主要是方便生产管理，通过站控系统的人机界面可对其进行监视。

操作独立性强的橇块当与站场控制系统采用通信方式传输数据时，采用标准通信协议，便于站场控制系统的组态、调试和通信数据上传。

10.2 供 配 电

10.2.1 油田采出水处理站是油田的重要用电单位，一旦断电将导致采出水大量外排，不仅污染环境，还可能引发安全事故。

10.2.2 根据不同设备在整个工艺过程中的重要性不同，对主要设备供电等级进行划分，依此选择电气设备。

10.3 给 排 水

10.3.1 本条规定是为了避免重复建设或能力过剩所造成的浪费。采出水处理站给水、排水系统应统一规划，分期实施。对于一期工程建成后，二期施工困难或一期、二期同时建设投资增加不多，在技术上更加合理的工程，可一次建设。

10.3.2 本条规定是为了防止生活饮用水被其他水质污染。

10.3.3 本条规定是为了防止发生药剂污染饮用水。空气间隙隔

断可有效防止因生活饮用水水管产生负压使药剂被吸入生活饮用水管道，使生活饮用水水质受到严重污染的情况。

10.3.4 采出水处理站内含有可燃液体的生产污水主要有泵盘根漏水、加药装置排污及化验室排水。这些污水不能直接排入场区生活污水管网。

10.4 供 热

10.4.1 本条是遵循统一供热，节约能源的原则，充分利用附近已建热源富裕供热能力，提高热源利用率。

10.4.2 本条是采出水处理站最大供热负荷的确定原则。

根据生产、采暖及管网损耗的热量，计算出采出水处理站最大热负荷，核算所依托热源供热能力或确定新建热源规模。

本规范所提及的生产负荷，通常是用于加热(换热器)、清洗及管道伴热，使用时间及耗热取决于生产。加热负荷一般是连续的，负荷波动较大，管道伴热负荷在冬季是连续的，清洗热负荷是间断的。

10.4.3 蒸汽供热系统比较复杂，跑、冒、滴、漏问题严重，热媒输送半径小，凝结水回收率低，回收成本高，而热水供热系统恰恰与此相反。

10.4.4 本条是从运行调节的角度确定站内热网管线的布置方式，部分已建站场内各采暖单体与工艺伴热支线均由同一条供热管线接出，管网投入运行后出现水利失衡现象，调节困难，造成工艺伴热管循环不畅，影响了正常生产。

10.5 暖通空调

10.5.2 有组织的自然通风可采用筒形风帽、旋转风帽、球形风帽或通风天窗等形式。

10.5.3 现场调查发现，采出水处理站化验室可能散发出有害气体，为迅速有效地排除，设置通风措施。

10.5.4 相对密度小于0.75的气体视为比空气轻，相对密度大于0.75的气体视为比空气重；上、下部区域的排风量中，包括该区域内的局部排风量；地面上2m以内的，为下部区域。

10.6 通　　信

10.6.2 油田采出水生产管理单位之间除语音通信业务外，还有数据通信、图像通信业务，以实现油田采出水处理工艺过程的数据采集和视频监控。

10.6.3 有线通信方式是指光纤通信和电缆通信。有线通信适合油田正常的生产管理及油田站场相对集中的场所，用户方根据油田采出水站场的具体通信需求情况来选择不同的有线通信方式，以满足油田采出水站场正常的生产管理要求。

无线通信方式是指微波通信、集群通信、卫星通信、3G通信、4G通信、数传电台等通信方式。无线通信方式适合边远地区、地形较特殊、站场分散且相对独立、通信需求容量不大的油田采出水站场工程的通信要求，用户方根据油田采出水站场所处的地理位置、具体的通信需求情况来选择不同的无线通信方式，以满足油田采出水站场工程的工艺要求。

10.7 建筑及结构

10.7.2 除油罐、沉降罐、单(无)阀滤罐等采用钢筋混凝土板式基础，是根据罐底荷载不均和工艺对不均匀沉降的要求，所选用的一种合理基础型式，也是大庆油田的多年做法。

10.8 道　　路

10.8.1 站内道路的分类是参照现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22，结合站场生产规模和性质综合确定的。

10.8.2 本条是参照现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22，结合运输和消防用车的车型特点确定的。

10.9 防腐及保温

10.9.1 应用环境主要指大气环境、土壤环境。例如高寒地区的低温环境、沙漠地区的夏季高温环境和风沙磨蚀环境、含高矿化度地下水的土壤环境、盐碱地环境等。

附录A　站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小水平间距

本规范附录A、B、D、E等同采用《油气集输设计规范》GB 50350,附录C是根据近年来国内各油田应用过滤器情况而确定的滤料填装规格及填装厚度。